



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный
технический университет**

Кафедра «Тепловые электрические станции»

**ВОДОПОДГОТОВКА
И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ
ТЭС И АЭС**

**Учебно-методическое пособие
по курсовому и дипломному проектированию**

**Минск
БНТУ
2015**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Тепловые электрические станции»

ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ
ТЭС И АЭС

Учебно-методическое пособие
по курсовому и дипломному проектированию
для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические
станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных
электрических станций»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2015

УДК 621.311.22: 621.182.12(075.8)

ББК 37.37я7

В62

Авторы:

В. А. Чиж, Н. Б. Карницкий,
С. М. Денисов, А. В. Нерезько

Рецензенты:

зав. кафедрой «Энергосбережение, гидравлика и теплотехника»
учреждения образования «Белорусский государственный
технологический университет», канд. техн. наук, доцент

А. С. Дмитриченко;

начальник ПТО РУП «Белнипиэнергопром»,
канд. техн. наук *В. М. Сыропуцкинский*

Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС :
В62 учебно-методическое пособие по курсовому и дипломному проек-
тированию для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые
электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки
атомных электрических станций» / В. А. Чиж [и др.]. – Минск :
БНТУ, 2015. – 105 с.

ISBN 978-985-550-605-9.

Учебно-методическое пособие по дисциплинам «Водоподготовка и водно-хими-
ческие режимы ТЭС» и «Водоподготовка и водно-химические режимы АЭС» предна-
значено для студентов дневной и заочной форм обучения и состоит из трех разделов:
«Проектирование ВПУ ТЭС и АЭС», «Водно-химические режимы ТЭС и АЭС»,
«Системы технического водоснабжения ТЭС и АЭС»

УДК 621.311.22: 621.182.12(075.8)

ББК 37.37я7

ISBN 978-985-550-605-9

© Белорусский национальный
технический университет, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЭС И АЭС.....	4
1.1. Методические указания к выполнению курсового или дипломного проекта.....	4
1.2. Методика расчета ВПУ.....	13
1.3. Компоновка оборудования ВПУ.....	22
1.4. Методические указания по расчету ВПУ при помощи программы CADIX.....	25
1.5. Методика расчета мембранных фильтров при помощи программы ROSA.....	33
РАЗДЕЛ 2. ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ТЭС И АЭС.....	40
2.1. ВХР ТЭС.....	40
2.1.1. ВХР барабанных котлов.....	461
2.1.2. ВХР прямоточных котлов СКД.....	486
2.1.3. Водно-химический режим котлов-утилизаторов на ТЭС с ПГУ.....	48
2.2. ВХР тепловых сетей.....	52
2.3. Характеристика потоков конденсатов на ТЭС и схемы их очистки.....	54
2.4. Водно-химические режимы АЭС.....	56
2.4.1. Водно-химический режим одноконтурных АЭС.....	56
2.4.2. ВХР двухконтурных АЭС.....	62
2.4.3. Водно-химический режим парогенераторов АЭС.....	66
РАЗДЕЛ 3. СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ТЭС И АЭС.....	69
3.1. Расчет потребности ТЭС И АЭС в технической воде.....	69
3.2. Характеристика систем охлаждения.....	72
3.3. Система охлаждения ответственных потребителей.....	80
3.4. Схемы соединений насосов, конденсаторов и охладителей.....	85
3.5. Водный режим систем охлаждения ТЭС и АЭС.....	89
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	96
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	96

РАЗДЕЛ 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЭС И АЭС

В данном разделе представлены следующие методики проектирования ВПУ для ТЭС и АЭС:

- традиционная ВПУ с использованием методов осаждения на стадии предочистки и параллельно-точного ионирования на ионообменных фильтрах;
- проектирование ВПУ с использованием программы CADIX для технологического расчета ионообменных установок, работающих по технологиям параллельного ионирования и противотока;
- проектирование ВПУ с использованием программы ROSA для технологического расчета установок обратного осмоса и нанофильтрации.

Содержание пояснительной записки к курсовому проекту:

Введение – краткая характеристика ТЭС и АЭС, значение водоподготовки и водно-химического режима.

1. Выбор источника водоснабжения ТЭС и АЭС, анализ показателей качества исходной воды;
2. Определение производительности водоподготовительных установок для подпитки котлов ТЭС, тепловых сетей и парогенераторов АЭС.
3. Обоснование метода и выбора схемы подготовки подпиточной воды котлов ТЭС или парогенераторов АЭС;
4. Эскиз выбранной схемы ВПУ, ее описание и пересчет изменения показателей качества воды по отдельным стадиям обработки;
5. Методика расчета водоподготовительной установки:
 - 5.1. Расчет обессоливающей части ВПУ;
 - 5.2. Расчет схемы подпитки теплосети;
 - 5.3. Расчет схемы предочистки;
 - 5.4. Анализ результатов расчета;
 - 5.5. Компоновка оборудования ВПУ.

1.1. Методические указания к выполнению курсового или дипломного проекта

1. Характеристика источника водоснабжения. По табл. П1 [4] выбирается конкретный источник водоснабжения, выписываются показате-

тели качества воды, производится их пересчет из мг/дм³ в мг-экв/дм³. Затем приводятся полный анализ исходной воды и проверка уравнения электронеутральности.

2. *Определение производительности ВПУ.* ВПУ ТЭС и АЭС предназначена для восполнения потерь пара, питательной воды и конденсата как в основном цикле электростанций, так и в системах теплоснабжения. Приводится состав основного оборудования ТЭС и АЭС (тип паровых котлов, котлов-утилизаторов, паровых и газовых турбин, ядерных реакторов и парогенераторов АЭС) и величины потерь теплоносителя.

При расчете производительности водоподготовительных установок для приготовления добавочной подпиточной воды для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ учитывается, что при номинальной паропроизводительности устанавливаемых котлов внутристанционные потери пара и конденсата не должны превышать 2 %.

Общее значение потерь пара и конденсата для АЭС, оборудованных реакторами типа ВВЭР, не должно превышать 1–1,5 %, а для АЭС, оборудованных реакторами типа РБМК, – 0,5 % паропроизводительности энергоблоков. Для электростанций с прямоточными котлами расчетная производительность ВПУ увеличивается для блоков мощностью 200, 250 и 300 МВт – на 25 т/ч, 500 МВт – на 50 т/ч и 800 МВт – на 75 т/ч; для ТЭС с барабанными котлами и АЭС с реакторами типа ВВЭР – на 25 т/ч.

При использовании пара на разогрев мазута без возврата конденсата расчетное значение потерь для газомазутных станций принимается равным 0,15 т на 1 т сжигаемого мазута.

Для ТЭЦ с отпуском пара на производство производительность ВПУ увеличивается исходя из покрытия потерь конденсата на производстве с 50%-м запасом на невозврат конденсата. В расчете производительности ВПУ учитываются также потери с непрерывной продувкой барабанных котлов. Величина продувки принимается в пределах 0,5–1 % суммарной паропроизводительности установленных котлов.

При расчете производительности ВПУ подпитки теплосети учитывается, что в закрытых системах теплоснабжения расчетный часовой расход подпиточной умягченной деаэрированной воды при-

нимается равным 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним местных систем потребителей.

Таким образом, производительность ВПУ для подпитки основного цикла составит:

– для КЭС определяют внутренние потери и принимают запас обессоленной воды:

$$Q_{\text{ВПУ}}^{\text{обес}} = 2\% \sum DN + q_{\text{зап}},$$

где D – паропроизводительность котла, т/ч;

N – количество котлов;

$q_{\text{зап}}$ – запас обессоленной воды, т/ч.

– для ТЭЦ определяют следующие возможные виды потерь:

1) внутренние $q_{\text{внутр}} = 2\%DN$;

2) внешние $q_{\text{внеш}} = p\% D_{\text{отб}} \cdot 1,5$,

где $p\%$ – потери на производстве;

$D_{\text{отб}}$ – количество отпущенного потребителю пара, т/ч;

1,5 – запас обессоленной воды;

3) продувка $q_{\text{прод}} = k\% \sum D^{\text{б.к}}$,

где k – процент продувки (0,5–1 %);

4) потери на мазутном хозяйстве $q_{\text{м.х}} = 0,15Bn$,

где 0,15 – расход пара на 1 т сжигаемого мазута;

B – расход мазута на котел, т/ч (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Паропроизводительность котла D , т/ч	420	500	670	1 000	1 650	2 650	3 960
Расход мазута B , т	25–28	30–32	45–48	60–70	115	160–165	270

Производительность ВПУ для подпитки основного цикла ТЭЦ составит

$$Q_{\text{ВПУ}}^{\text{обес}} = q_{\text{внутр}} + q_{\text{внеш}} + q_{\text{пр}} + q_{\text{м.х}} + q_{\text{зап}};$$

для АЭС:

$$Q_{\text{ВПУ}}^{\text{обес}} = (0,5-1\%) \sum Dn + q_{\text{зап}}.$$

Производительность ВПУ для покрытия потерь в системе теплоснабжения составит

$$Q_{\text{ВПУ}}^{\text{умягч}} = 2\% \sum G_{\text{с.в}},$$

где $G_{\text{с.в}}$ – расход воды на сетевые подогреватели (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Тип турбины	Расход сетевой воды, м ³ /ч	Тип турбины	Расход сетевой воды, м ³ /ч
К-300-240	350	Т-175/210-130 Т-180/210-130	6 000–7 800
К-500-240	500	Т-250/300-240	6 000–8 000
К-800-240	700	ПТ-60/75-130/13, ПТ-80/100-130/13	2 300
К-1200-240	900	ПТ-135/165-130/15	2 300–3 000
Т-110/120-130	3 500–4 500	ТК-330-240	6 000

3. Обоснование метода подготовки подпиточной добавочной воды на ТЭС (АЭС) и выбор конкретной схемы ВПУ.

Выбор способов обработки добавочной воды на ТЭС и АЭС производится в зависимости от качества исходной воды и типа установленного оборудования.

Восполнение потерь питательной воды производится химически обессоленной водой, если среднегодовое суммарное содержание анионов сильных кислот ($\text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^- + \text{NO}_3^- + \text{NO}_2^-$) исходной воды менее 5 мг-экв/кг и при отсутствии специфических органических соединений, которые не могут удаляться при коагуляции. Применение испарителей допускается при технико-экономическом обосновании и наличии в исходной воде упомянутых органических загрязнений.

Если $\sum A_{\text{ск}} > 5$ экв/кг, то применяют мембранные методы подготовки воды.

На ТЭС (АЭС) в качестве исходной воды используется как правило вода поверхностных источников, поэтому подготовка воды

осуществляется в два этапа. На первом этапе – предварительная очистка – вода избавляется от грубодисперсных, основной части коллоидных примесей, частично умягчается и декарбонизируется. Выбор типа предочистки производят по величине карбонатной жесткости исходной воды (J_K) по табл. П2.

В зависимости от выбранного типа предочистки производится пересчет показателей качества воды.

а) предочистка – коагуляция $Al_2(SO_4)_3$:

Жесткость остаточная

$$J_K^{ост} = J_K^{исх} - K_{Al};$$

$$J_{нк}^{ост} = J_{нк}^{исх} + K_{Al};$$

$$J_o^{ост} = J_o^{исх},$$

где J_K , $J_{нк}$, J_o (с индексами) – жесткость карбонатная, некарбонатная и общая воды после обработки и исходной, мг-экв/дм³;

K_{Al} – доза $Al_2(SO_4)_3$ для коагуляции, мг-экв/дм³ (принимается в диапазоне 0,2–1,2 мг-экв/дм³).

Щелочность остаточная

$$Щ_o^{ост} = Щ_o^{исх} - K_{Al}, \text{ мг-экв/ дм}^3,$$

где $Щ_o^{исх}$ – щелочность исходной воды общая, мг-экв/дм³.

Концентрация хлор-ионов не изменяется.

Концентрация кремниевой кислоты уменьшается на 25 %

$$SiO_{3ост}^{2-} = 0,75SiO_{3исх}^{2-}.$$

б) предочистка – коагуляция $FeSO_4$ с известкованием:

Жесткость остаточная

$$J_K^{ост} = 0,7 \text{ мг-экв/ дм}^3;$$

$$J_{нк}^{ост} = J_{нк}^{исх} + K_{Fe};$$

$$Ж_0^{ост} = Ж_к^{ост} + Ж_{нк}^{ост},$$

где K_{Fe} – доза $FeSO_4$ для коагуляции, мг-экв/дм³ (принимается в диапазоне 0,2–0,7 мг-экв/дм³).

Концентрация SO_4^{2-} :

$$SO_4^{2-} = SO_{4исх}^{2-} + K_{Fe}, \text{ мг-экв/дм}^3.$$

Щелочность остаточная:

$$Щ^{ост} = Ж_к^{ост} + \alpha_{изв}, \text{ мг-экв/дм}^3;$$

$$Ж_к^{ост} = Щ^{м.о} = 0,7;$$

$$\alpha_{изв} = Щ^{ф.ф} = 0,3-0,4 \text{ мг-экв/дм}^3,$$

где $\alpha_{изв}$ – избыток извести.

Концентрация Cl^- не изменяется.

Концентрация SiO_3^{2-} = 0,6 $SiO_{3исх}^{2-}$, мг-экв/дм³.

Для дальнейшей окончательной очистки воды выбор схемы производится по табл. ПЗ.

В качестве примера (рис. 1.1) приведен эскиз схемы ВПУ. Схема состоит из предочистки, где вода проходит обработку методом умягчения гашеной известью $Ca(OH)_2$ с одновременной коагуляцией сернокислым железом $FeSO_4$ и добавлением флокулянта полиакриламида в осветлителе (изменения показателей качества исходной воды приведены выше). После осветления воды на осветлительных фильтрах в точке «А» поток разделяется на два:

1) первый направляется в схему трехступенчатого обессоливания воды для подпитки основного цикла;

2) второй – в систему умягчения воды для подпитки системы теплоснабжения.

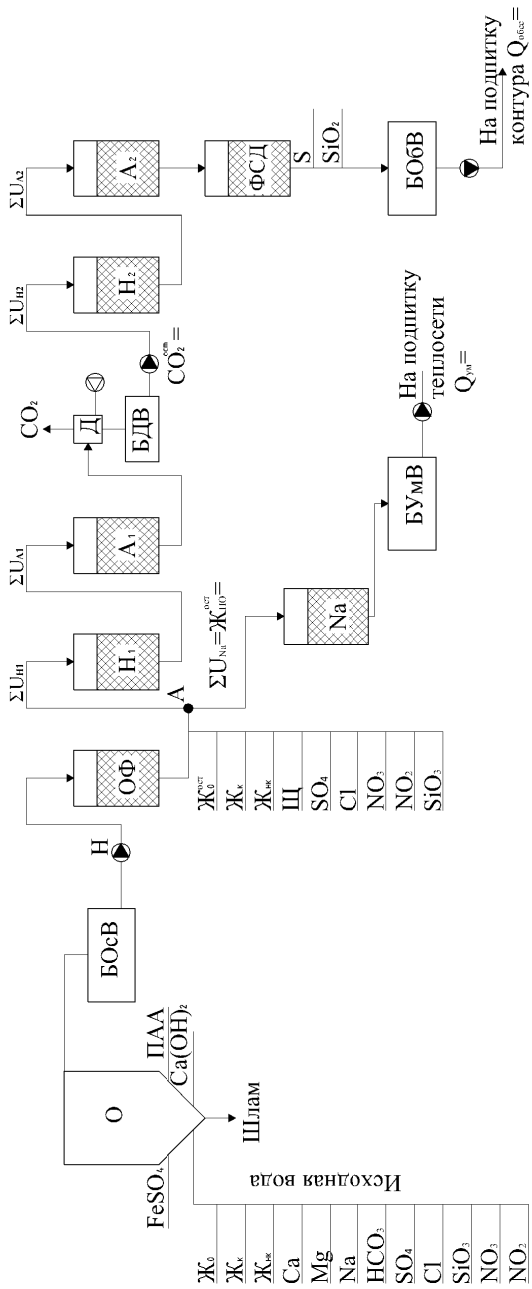
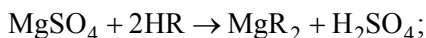
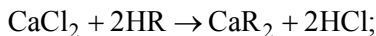


Рис. 1.1. Схема ВПУ

В данной схеме водород-катионитовые фильтры предназначены для удаления из воды катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ путем обмена их на ион H^+ по реакциям:



Катионы на фильтрах удаляются в количестве:

$$\text{– на 1 ступени } \sum U_{\text{H1}} = \text{Ж}_0^{\text{ост}} + 2,15\text{Na}^+, \text{ мг-экв/дм}^3,$$

где $\text{Ж}_0^{\text{ост}}$ – остаточная жесткость после предочистки;

$$\text{– на 2 ступени } \sum U_{\text{H2}} = 0,2 - 0,3 \text{ мг-экв/дм}^3.$$

В кислом фильтрате происходит распад бикарбонат-ионов с переходом их в свободную углекислоту CO_2 . Для ее удаления в схеме предусмотрен декарбонизатор.

Остаточная концентрация CO_2 после декарбонизатора принимается в диапазоне 3–10 мг/кг, $\text{Э}_{\text{CO}_2} = 44$.

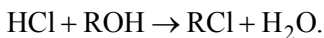
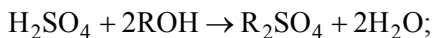
Первая ступень анионирования A_1 (слабоосновное анионирование):

Щелочность воды после A_1 – 0,2 мг-экв/кг.

Фильтры A_1 удаляют из воды анионы сильных кислот в количестве

$$\sum U_{A_1} = (\text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^- + \text{NO}_3^-)_{\text{исх}} + \text{K}_{\text{Al(Fe)}}$$

по реакциям:

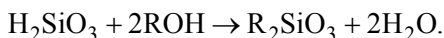
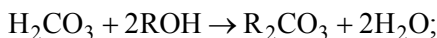


Вторая ступень анионирования A_2 (сильноосновное анионирование).

При двухступенчатом обессоливании фильтры A_2 удаляют в основном $\text{SiO}_{3\text{ост}}^{2-}$ и $\text{CO}_{2\text{ост}}$ после декарбонизатора в количестве

$$\sum U_{A_2} = \text{SiO}_{3\text{ост}}^{2-} + \text{CO}_{2\text{ост}}, \text{ мг-экв/дм}^3$$

по реакциям:



Качество обессоленной воды после A_2 в схеме двухступенчатого химобессоливания:

- солесодержание (не более 0,2 мг/кг);
- кремниевая кислота (не более 0,04 мг/кг).

При упрощенном обессоливании фильтры A_2 удаляют из воды анионы всех кислот, оставшиеся после предпочистки:

$$\sum U_{A_2}^{\text{упр}} = (\text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^- + \text{NO}_3^-)_{\text{исх}} + K_{\text{Al(Fe)}} + \text{SiO}_{3\text{ост}}^{2-} + \text{CO}_{2\text{ост}}, \text{ мг-экв/дм}^3.$$

Качество обессоленной воды после A_2 в схеме упрощенного обессоливания:

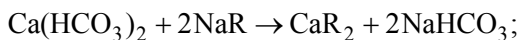
- солесодержание (0,5–5 мг/кг);
- кремниевая кислота (0,1–0,3 мг/кг).

Фильтр смешанного действия в схеме трехступенчатого химического обессоливания глубоко удаляет из воды катионы и анионы.

Качество воды после ФСД:

- солесодержание (не более 0,1 мг/кг);
- кремниевая кислота (не более 0,03 мг/кг).

Второй поток осветленной воды направляется в схему умягчения на натрий-катионитовые фильтры, где происходит обмен катионов жесткости Ca^{2+} и Mg^{2+} на катион Na^+ по реакциям:



в количестве

$$\sum U_{\text{Na}} = \text{Ж}_0^{\text{ост}}, \text{ мг-экв/дм}^3.$$

1.2. Методика расчета ВПУ

При проектировании ВПУ необходимо исходить из следующих условий:

- принятие минимального количества оборудования за счет его высокой единичной производительности;
- расчет схемы с последнего по ходу обработки воды фильтра для возможности учета расхода воды на собственные нужды ВПУ (приготовление регенерационных растворов, отмывка ионитов и т. д.);
- принятие для заполнения фильтров современных эффективных ионитных материалов.

Расчет ионитных фильтров.

Необходимая площадь фильтрования определяется по формуле

$$F = \frac{Q}{w}, \text{ м}^2,$$

где Q – производительность фильтров без учета расхода воды на их собственные нужды, м³/ч;

w – скорость фильтрования должна быть не выше 20 м/ч в анионитных фильтрах *1 степени*, в ФСД с внутренней регенерацией – 50 м/ч, в ФСД с выносной регенерацией – 100 м/ч, а в остальных фильтрах – 20–30 м/ч.

Число установленных фильтров m одинакового диаметра принимается не менее трех.

Необходимая площадь фильтрования каждого фильтра

$$f_p = \frac{F}{m}, \text{ м}^2.$$

По вычисленной площади определяется диаметр фильтра

$d_p = \sqrt{\frac{4f_p}{\pi}}$ и по справочным данным принимается ближайший

больший стандартный (табл. П4). Затем площадь фильтра пересчитывается с учетом изменения диаметра

$$f_{\text{ст}} = \frac{\pi d_{\text{ст}}^2}{4}.$$

Продолжительность фильтроцикла каждого фильтра для $(m - 1)$ фильтров, т. е. при одном резервном или ремонтном, определяется по формулам:

– для схем упрощенного и двухступенчатого обессоливания:

$$T_{\text{и}} = \frac{f_{\text{ст}} h e_{\text{р}} (m - 1)}{Q \sum U},$$

где $T_{\text{и}}$ – полезная продолжительность фильтроцикла, ч;

$f_{\text{ст}}$ – сечение фильтра, м² (стандартного);

h – высота слоя ионита, м;

$e_{\text{р}}$ – рабочая обменная емкость ионита, г-экв/м³ (табл. П5);

m – число установленных фильтров одинакового диаметра;

Q – производительность рассчитываемых фильтров, м³/ч;

$\sum U$ – суммарное содержание катионов или анионов в воде, поступающей на фильтры, мг-экв/дм³ (г-экв/м³);

– для трехступенчатого обессоливания

$$T_{\text{ФСД}} = \frac{10^4 f_{\text{ст}} (m - 1) n}{Q}.$$

Продолжительность фильтроцикла должна быть не менее 8 ч, если данное условие не соблюдается, то перезадаются количеством фильтров. Количество регенераций в сутки

$$n = \frac{24}{T + t},$$

где t – продолжительность операций, связанных с регенерацией фильтров, равная 1,5–2 ч – для ионитных фильтров и 3–4 ч для ФСД.

Объем ионитных материалов, загруженных во влажном состоянии:
в один фильтр

$$V_{\text{вл}} = f_{\text{ст}} h, \text{ м}^3;$$

в группу фильтров

$$\sum V_{\text{вл}} = f_{\text{ст}} h m, \text{ м}^3.$$

Расход воды на собственные нужды рассчитываемой группы
фильтров

$$g_{\text{сн}} = \frac{\sum V_{\text{вл}} p_{\text{и}} n}{24}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $p_{\text{и}}$ – удельный расход воды на собственные нужды ионитных
фильтров, $\text{м}^3/\text{м}^3$ ионита (табл. П6).

Расход химических реагентов (H_2SO_4 , NaOH , NaCl) на регенера-
цию одного фильтра

$$G_{\text{р}}^{100} = \frac{b' e_{\text{р}} V_{\text{вл}}}{10^3}, \text{ кг},$$

где b' – удельный расход химреагентов, г/г-экв. (табл. П5);

Расход технического продукта

$$G_{\text{р}}^{\text{техн}} = \frac{G_{\text{р}}^{100} 10^2}{C}, \text{ кг}.$$

Суточный расход технического продукта

$$G_{\text{сут}}^{\text{техн}} = G_{\text{р}}^{\text{техн}} n m,$$

C – содержание активно действующего вещества в техническом
продукте, % ($C_{\text{H}_2\text{SO}_4} = 75\%$; $C_{\text{NaOH}} = 42\%$; $C_{\text{NaCl}} = 95\%$).

Расход воды, который должен быть подан на следующую рассчитываемую группу ионитных фильтров

$$Q_{\text{бр}} = Q + g_{\text{сн}}, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчет ионитных фильтров по данной методике проводится необходимое количество раз при возрастающей производительности на последующий фильтр.

После расчета всех групп ионитных фильтров, включая Na-катионитовые фильтры подпитки теплосети, свести результаты их расчета в итоговую таблицу.

Методика расчета предочистки

Расчет осветлительных фильтров.

Необходимая площадь фильтрования определяется по формуле:

$$F_o = \frac{Q_o}{w_o}, \text{ м}^2,$$

где Q_o – производительность осветлительных фильтров, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$Q_o = Q_{\text{Н}_1}^{\text{бр}} + Q_{\text{Na}}^{\text{бр}};$$

w_o – скорость фильтрования, принимается 5–10 $\text{м}/\text{ч}$.

Число устанавливаемых фильтров m_o рекомендуется принимать не менее трех. Необходимая площадь фильтрования каждого фильтра

$$f_p = \frac{F_o}{m_o}, \text{ м}^2.$$

По площади f_p определяется диаметр фильтра и по справочным данным принимается ближайший больший стандартный фильтр (табл. П4).

Расход воды на взрыхляющую промывку каждого осветлительного фильтра

$$g_{\text{взр}} = \frac{if_{\text{ост}} t_{\text{взр}} 60}{10^3}, \text{ м}^3,$$

где i – интенсивность взрыхления фильтра, загруженного антрацитом, 12 л/(с·м²);

$f_{\text{ост}}$ – сечение осветлительного фильтра, м²;

$t_{\text{взр}}$ – продолжительность взрыхления (5–10 минут).

Расход воды на отмывку осветлительного фильтра (спуск первого фильтрата в дренаж)

$$g_{\text{отм}} = \frac{f_{\text{ост}} w_0 t_{\text{отм}}}{60}, \text{ м}^3,$$

где w_0 – скорость фильтрования, м/ч;

$t_{\text{отм}}$ – продолжительность отмывки (10 мин).

$$g_0 = \frac{(g_{\text{взр}} + g_{\text{отм}}) m_0 n_0}{24}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где m_0 – число осветлительных фильтров;

n_0 – число промывок каждого фильтра в сутки (1–3).

Производительность брутто с учетом расхода воды на промывку осветлительных фильтров

$$Q_0^{\text{бр}} = Q_0 + g_0, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Действительная скорость фильтрования во время выключения одного фильтра на промывку (при работе $(m_0 - 1)$ фильтров)

$$w_{m_0-1} = \frac{Q_0^{\text{бр}}}{(m_0 - 1) f_{\text{ост}}}, \text{ м/ч}.$$

Если скорость w_{m_0-1} больше максимально допустимой (10 м/с), то предусматривается резервный фильтр.

На ВПУ производительностью менее 300 м³/ч принимаются к установке напорные однокамерные фильтры, при большей производительности – двух- и трехкамерные осветлительные фильтры.

Методика расчета осветлителей.

Суммарная производительность осветлителей принимается равной 110 % расчетного расхода осветленной воды, при этом устанавливается не менее двух осветлителей.

Емкость каждого из двух осветлителей определяется по формуле

$$V_{\text{осв}} = \frac{1,1Q_0^{\text{бп}}\tau}{2}, \text{ м}^3,$$

где $Q_0^{\text{бп}}$ – полная производительность всей установки, м³/ч;

τ – продолжительность пребывания воды в осветлителе 1–1,5 ч.

По $V_{\text{осв}}$ выбирается ближайший по емкости серийный осветлитель (табл. П7).

Необходимое количество реагентов при проведении коагуляции и известкования подсчитывается следующим образом.

Расход коагулянта $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$; $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ или FeCl_3 в сутки

$$G_{\text{к}} = \frac{24Q_0^{\text{бп}}\mathcal{E}_{\text{к}}K_{\text{Al(Fe)}}}{10^3}, \text{ кг/сут},$$

где $\mathcal{E}_{\text{к}}$ – эквивалент безводного коагулянта

$$\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 - 57,02; \text{FeSO}_4 - 75,16; \text{FeCl}_3 - 54,07;$$

$K_{\text{Al(Fe)}}$ – доза коагулянта, мг-экв/кг.

Расход технического коагулянта в сутки

$$G_{\text{к}}^{\text{max}} = \frac{G_{\text{к}}10^2}{C}, \text{ кг/сут},$$

где C – процентное содержание коагулянта $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, FeSO_4 в техническом продукте:

$$C_{\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3} = 88,5 \%;$$

$$C_{\text{FeSO}_4} = 47 - 53 \%.$$

Расход полиакриламида (ПАА) в сутки

$$G_{\text{ПАА}} = \frac{24Q_0^{\text{бп}} d_{\text{ПАА}}}{10^3}, \text{ кг/сут,}$$

где $d_{\text{ПАА}}$ – доза полиакриламида, равная 0,2–1,8 мг/кг.

Расход извести (в виде $\text{Ca}(\text{OH})_2$)

$$G_{\text{изв}} = \frac{24 \cdot 37,05 Q_0^{\text{бп}} d_{\text{изв}}}{10^3}, \text{ кг/сут,}$$

где $G_{\text{изв}}$ – суточный расход извести, кг/сут;

37,05 – эквивалент $\text{Ca}(\text{OH})_2$;

$d_{\text{изв}}$ – доза извести, мг-экв/кг:

$$d_{\text{изв}} = \mathcal{J}_0^{\text{исх}} + \mathcal{J}_{\text{Mg}}^{\text{исх}} + K_{\text{Al(Fe)}} + \alpha_{\text{изв}}, \text{ мг-экв/кг.}$$

Расчет и выбор декарбонизатора.

Исходными данными при расчете декарбонизатора являются производительность, определяемая местом включения декарбонизатора в схему ВПУ, концентрация CO_2 на входе и выходе из декарбонизатора, температура обрабатываемой воды. Производительность принимают с запасом 25 %.

Концентрация CO_2 , мг/кг, на входе в декарбонизатор для схем в отсутствие известкования определяется по соотношению

$$C_{\text{CO}_2}^{\text{вх}} = 0,268\mathcal{I}_6^3 + 44\mathcal{I}_6,$$

где \mathcal{I}_6 – щелочность бикарбонатная после предпочистки.

Концентрация CO_2 на входе в декарбонизатор в схемах предпочистки известкования с коагуляцией рассчитывается с учетом удаления CO_2 исходной воды при известковании и остаточных бикарбонатной и карбонатной щелочностей и соответствующих мольных масс и эквивалентов. Для рассмотренных условий концентрация CO_2 перед декарбонизатором

$$C_{\text{CO}_2}^{\text{вх}} = 44\mathcal{I}_6^{\text{ост}} + 22\mathcal{I}_k^{\text{ост}}, \text{ мг/кг.}$$

Количество CO_2 , удаленного в декарбонизаторе:

$$\sigma_{\text{CO}_2} = Q_d (C_{\text{CO}_2}^{\text{ВХ}} - C_{\text{CO}_2}^{\text{ВЫХ}}) / 10^3, \text{ кг/ч,}$$

где Q_d – расчетная производительность декарбонизатора (выбирается в зависимости от компоновки ВПУ и места расположения его в схеме). При блочной компоновке расход воды на декарбонизатор делится на количество расчетных цепочек.

Необходимая площадь десорбции при температуре 30°C (с учетом коэффициента десорбции $K_{\text{ж}} = 0,50 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ и средней движущей силы десорбции $\Delta C_{\text{CO}_2}^{\text{CP}} = 0,015 \text{ кг/м}^3$

$$F_{\text{дес}} = \sigma_{\text{CO}_2} / (K_{\text{ж}} \Delta C_{\text{CO}_2}^{\text{CP}}), \text{ м}^2.$$

Площадь требуемой поверхности насадки

$$F_{\text{нас}} = (1 - 0,075) F_{\text{дес}}, \text{ м}^2.$$

Объем насадки определяется по формуле

$$V_{\text{нас}} = F_{\text{нас}} / f_{\text{кр}}, \text{ м}^3,$$

где $f_{\text{кр}} = 206 \text{ м}^2/\text{м}^3$ – удельная поверхность колец Рашига.

Площадь поперечного сечения декарбонизатора при плотности орошения $\delta = 60 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ определяется по формуле

$$f_d = Q_d / \delta, \text{ м}^2.$$

Диаметр декарбонизатора

$$d_d = \sqrt{4 f_d / \pi}, \text{ м.}$$

Высота насадки колец Рашига:

$$h_{\text{нас}} = V_{\text{нас}} / f_{\text{д}}, \text{ м.}$$

Расход воздуха на декарбонизацию воды:

$$Q_{\text{возд}} = 40Q_{\text{д}}, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Выбор конкретного типа декарбонизатора производят по табл. П8.

Анализ результатов расчета ВПУ.

Анализ результатов расчета включает следующие таблицы:

1. Состав выбранного оборудования:

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Количество	Основные характеристики
1				
2				

2. Суточный расход технического реагента:

Реагент кг/сут.	H ₁	A ₁	H ₂	A ₂	ФСД	Na
H ₂ SO ₄		–		–	–	–
NaOH	–		–		–	–
NaCl	–	–	–	–	–	

Суммарный расход:

H₂SO₄ –

NaOH –

NaCl –

извести –

коагулянта –

флокулянта –

3. Расход фильтрующих материалов:

Фильтрующий материал, м ³	H ₁	A ₁	H ₂	A ₂	ФСД	Na	ОФ
Катионит		–		–	/		–
Анионит: низкоосновный	–		–	–	–	–	–
высокоосновный	–	–	–		/	–	–
Дробленый антрацит	–	–	–	–	–	–	

4. Расход воды на собственные нужды фильтров:

Расход воды, м ³ /ч	H ₁	A ₁	H ₂	A ₂	ФСД	Na	ОФ

Суммарный расход воды на собственные нужды водоподготовительной установки:

- 1 – по ионообменной части;
- 2 – по предочистке.

1.3. Компоновка оборудования ВПУ

При проектировании комплекса ВПУ предусматривается максимальное его совмещение со складскими помещениями и очистными сооружениями, а также возможность дальнейшего расширения с учетом подвода реагентов без промежуточной перегрузки.

На крупных ТЭС водоподготовительные установки обычно выносятся в отдельное здание либо размещаются в здании объединенного вспомогательного корпуса. Отдельное здание ВПУ удобнее располагать со стороны постоянной торцевой стены главного здания ТЭС. Торцовая нерасширяемая часть здания водоподготовки выполняется обычно в виде трех- или четырехэтажной башни, предназначенной для установки промывочных баков, химической лаборатории, служебных и бытовых помещений.

Для регенерации ионитных фильтров ВПУ располагает реагентным хозяйством, которое включает склады для хранения химических реагентов, оборудование для приготовления и подачи регенерационных растворов.

Для хранения кислот и щелочей устанавливается не менее, чем по две емкости для каждого реагента с учетом месячного запаса. Из складских баков реагенты поступают в баки-мерники, откуда насосами-дозаторами или эжекторами подаются на регенерацию фильтров. Сточные воды ВПУ поступают либо в баки-нейтрализаторы, либо в схемы их утилизации.

Компоновка оборудования должна учитывать возможность дальнейшего расширения установки. При компоновке основного оборудования ВПУ должны быть обеспечены удобное расположение аппарата, облегчающее работу обслуживающего персонала, полное использование помещения, вентиляцию, возможность хорошего естественного освещения.

Осветлители, декарбонизаторы, громоздкие баки, располагаются, как правило, на открытом воздухе с применением в необходимых случаях обогрева и теплоизоляции.

По способу подключения ионитных фильтров в схемах обессоливания различают коллекторный (параллельный) и блочный (цепочки) принципы их соединения (рис. 1.2, 1.3).

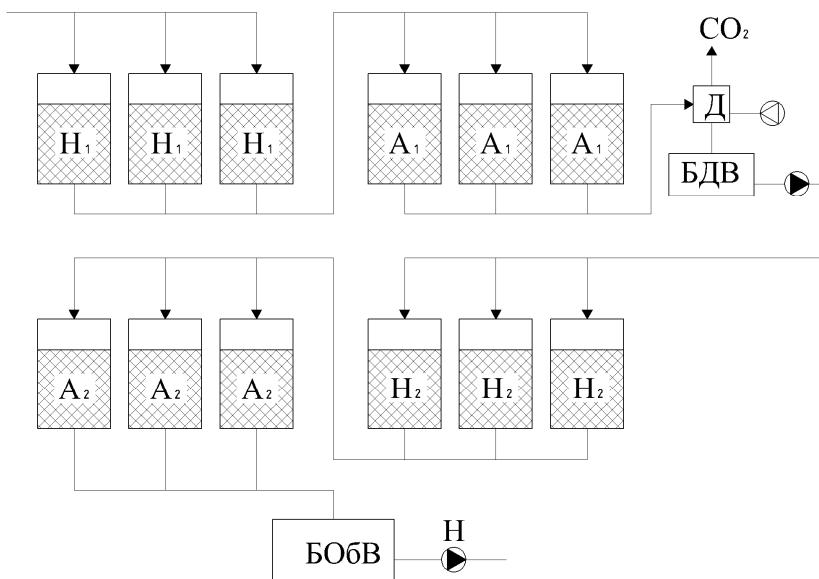


Рис. 1.2. Схема коллекторного (параллельного) подключения ионитных фильтров

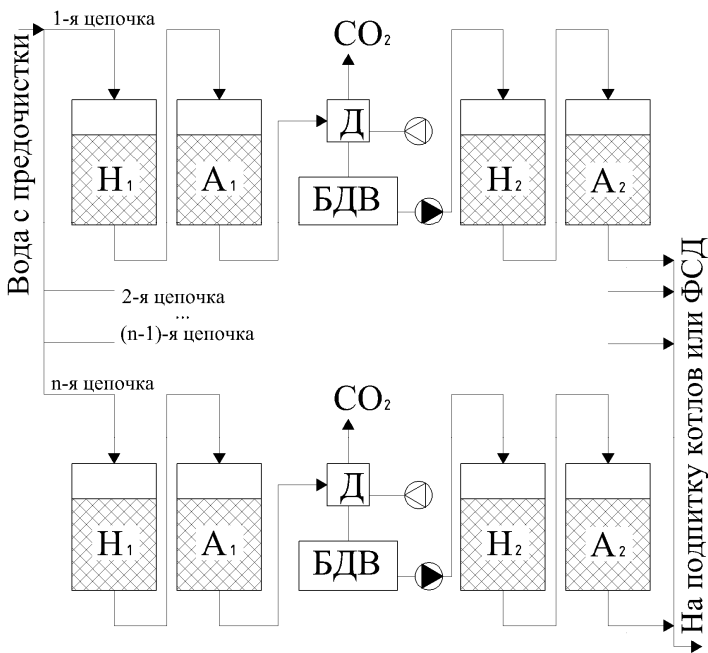


Рис. 1.3. Блочная схема подключения ионитных фильтров

При коллекторном способе включения ионитных фильтров исходная вода из общего коллектора параллельными потоками подается к каждому фильтру данной ступени. Фильтрат после фильтров также собирается в общий коллектор и поступает на группу фильтров следующей ступени. Таким образом, ионитные фильтры в схеме соединены параллельно, а ступени обессоливания — последовательно. В коллекторных схемах отдельный фильтр автономен — его состояние (работа-резерв-регенерация) не определяют состояния группы однородных фильтров. Группа фильтров ступени обрабатывает воду непрерывно, а отдельный фильтр — периодически. Число работающих фильтров в ступени можно изменять в зависимости от требуемой производительности. Частота регенераций отдельных фильтров в разных ступенях непосредственно не связана и определяется ионным составом обрабатываемой воды. Схема универсальна, хорошо адаптируется к изменениям состава воды и производительности, надежность ее достаточно высокая, экономична по количеству оборудования и расходу ионита, имеет более простые алгорит-

мы управления, но расход химических реагентов на регенерацию значительно выше, чем в блочной схеме, при автоматизации требующего большого количества датчиков химического контроля.

При блочном способе включения в состав каждого блока (цепочки) входит по одному фильтру соответствующей ступени ионирования, что обеспечивает полный цикл обработки воды по выбранной схеме. В данном случае каждый отдельный фильтр не имеет никакой самостоятельности и блок работает периодически, имея три основных состояния: работа — резерв — регенерация (все фильтры одновременно). ФСД в цепочку не включают. Количество цепочек согласно расчету ВПУ увеличивают на одну резервную.

Схема не может адаптироваться к значительному изменению показателей качества воды. Надежность цепочки определяется наименее надежным узлом, общее число оборудования значительно большее, чем в коллекторной схеме ВПУ. При разработке систем автоматизированного управления имеет сложный алгоритм управления работой фильтров. К достоинствам блочных схем относят упрощение контроля за качеством воды, снижение расхода реагентов на регенерацию и воды на собственные нужды за счет проведения совместных регенераций одноименных фильтров первой и второй ступени. Обе схемы имеют области оптимального применения и вопрос о выборе способа подключения фильтров в каждом конкретном случае решается отдельно. Однако при производительности ВПУ свыше $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ предпочтение отдается блочной схеме.

1.4. Методические указания по расчету ВПУ при помощи программы CADIX

В данном разделе будет приведен пример расчета ионообменной части ВПУ по технологии обратного противотока. Аналогичным образом рассчитать данный раздел и по технологии прямого прямотока. Для расчета необходимо вводить заданные значения в соответствующие графы в окне программы. Ниже представлено последовательное описание хода расчета.

При выполнении расчета необходимо обратить внимание на следующие особенности:

– катионный и анионный состав вводится в мг-экв/дм³. При этом все поля должны быть заполнены ненулевым числом. В случае от-

сутствия в рассчитываемой воде тех или иных ионов, следует соответствующее поле заполнять значением 0,0001 (как на рис. 1.4);

- рН после предочистки принимать равным 8,5–9,0;

- окисляемость после предочистки снизится на 35–45 % от исходных значений;

- количество взвешенных примесей после предочистки принимать равным 1–1,5 мг/дм³, количество SiO₂ – не менее 0,02 мг/дм³ (в случае отсутствия в задании данных ионов);

- при расчете декарбонизатора количество CO₂ после него принимать в диапазоне 3–10 мг/дм³.

- долю солей Ca²⁺ и Mg²⁺ после предочистки можно использовать в том же соотношении, в котором они содержались в исходной воде. Например, если в исходной воде жесткость кальциевая Ж_{Ca} составляла 70 %, то и доля кальция после предочистки составит 70 %;

- выставление значений проводимости и проскока кремниевой кислоты производить исходя из табл. 1.3;

Таблица 1.3

Показатель	Оборудование		
	Барабанные котлы $p \geq 13,8$ МПа	Прямоточные котлы СКД	Парогенераторы АЭС
α , мкСм/см	0,2–0,6	0,1–0,5	0,1–0,7
SiO ₂ , мкг/дм ³	20–60	10–25	50–150

- для получения приемлемых параметров работы фильтров при особо жестких требованиях к качеству обессоленной воды следует применять три ступени обессоливания, в частности, на двухконтурных АЭС;

- при выставлении коэффициентов надежности нажать на «лампочку» в правом верхнем углу программы. После чего изменить общий коэффициент регенерации на 125–150 % для противоточной технологии и на 200–250 % для прямоточной технологии;

- при расчете обратить внимание на всплывающие указания программы (например, если максимальный диаметр емкости по расчету получается более 4 000 мм, следует изменить количество фильтров в работе или число часов работы фильтров). Все полученные результаты требуется подвергнуть анализу (в том числе неудачные расчеты), показав при этом, в чем причина ошибки расчета и какие меры способствовали ее устранению.

Для перемещения между окнами программы предназначены стрелки в правом нижнем углу. Посредством их можно двигаться вперед и назад. Для перехода к последующим окнам требуется нажать стрелку «Направо».

После ввода исходных данных, рис. 1.4–1.9, приступаем к выбору способа ионообмена (рис. 1.10). В пункте «Принцип обессоливания» технология «*Packed Bed*» соответствует обратному противотоку, технология «*Co-Current*» – параллельному прямотоку и аналогичным технологиям. В пункте «Компоновочная схема ионообмена» выбирается способ компоновки ионитных фильтров, где *WAC* – слабокислотный катионитный (СлКК), *SAC* – сильнокислотный катионитный (СКК), *WBA* – слабоосновный анионитный (СлОА), *SBA* – сильноосновный анионитный (СОА) фильтры. Соответственно для катионитной части существуют следующие варианты:

- [*WAC*] – только СлКК часть;
- [*SAC*] – только СКК часть;
- [*WAC* – *SAC*] – цепочка из СлКК и СКК частей;
- [*WAC SAC*] – послынная загрузка СлКК и СКК;
- [*WAC | SAC*] – двухкамерная схема с загрузкой СлКК и СКК.

meq/l		meq/l	
Кальций Ca Calcium	0,0001	Хлориды Cl Chloride	0,2
Магний Mg Magnesium	0,0001	Нитраты NO ₃ Nitrate	0,0001
Total Hardness	0,0002	Сульфаты SO ₄ Sulfate	2,64
Натрий Na Sodium	0,176	Иные анионы Other	0,0001
Калий K Potassium	0,0001	FMA	2,84
Иные катионы Other	0,0001	ф-Щёлочность p-Alkalinity	0,3
Всего катионов Total cations	0,18	м-Щёлочность m-Alkalinity	0,7
		Всего анионов Total anions	3,54

Рис. 1.4. Ввод исходных данных расчета

Feed water analysis

Feed water origin Unknown
One source 100 %

Check the box if the water origin is a RO or NF or UF permeate

Силикаты SiO₂
Silica as SiO₂ 0,1608 mg/l

pH 8,4

Free CO₂ 0 mg/l

Температура
Température 35 °C 95 °F

Organics as KMnO₄ 34,0 mg/l

Окисляемость по O₂
Organics as O₂ 8,50 mg/l % non polar 0

Взвешенные примеси
Suspended material (average) 0 mg/l

Стоимость фильтрованной воды на электростанции
Cost of filtered & pretreated water feed to IX plant USD/m³

You may enter your own value for Free CO₂ or have the program calculate the value by clicking **Evaluate free CO₂**

F1

Рис. 1.5. Ввод оставшихся исходных данных

Regeneration System and Layout selection

Для катионитных фильтров **Для анионитных фильтров**

Cation Exchanger Stage **Anion Exchanger Stage**

1. Принцип обессоливания

Regeneration system **Regeneration system**

UPCORE
Packed Bed
Air Block

UPCORE
Packed Bed
Air Block

2. Выбор инертного слоя

Inert resin top layer **Inert resin top layer**

IF-62
IF-59

IF-62
IF-59

3. Компоновочная схема ионообмена

Cation vessel **Anion vessel**

None
[WAC]
[SAC]
[WAC] - [SAC]
[WAC SAC]
[WAC | SAC]

None
[WBA]
[SBA]
[WBA] - [SBA]
[WBA SBA]
[WBA | SBA]

Органический фильтр
Organic Scavenger

Отсутствует
None

Перед ступенью обессоливания
In front of DI line

После СлКК-фильтра
Behind WAC

Выбор завершающей ступени обессоливания (ФСД)
Polishing stage

Показать схему ионообмена при выборе
Display picture on vessel selection

Unlock

F1

Рис. 1.6. Выбор способа ионообмена

Regeneration parameters

Концентрации химреагентов для регенерации, %
Concentration of chemicals for regeneration

HCl H2SO4 NaCl NaOH % w/w

Кислотные Acid regeneration
 Используйте HCl
 Hydrochloric acid
 H2SO4 constant %
 H2SO4 stepwise %

Основные Caustic regeneration
 Холодн. NaOH
 Cold NaOH (min. 15°C)
 Тепл. NaOH
 Warm NaOH (35°C)
 Горяч. NaOH
 Hot NaOH (50°C)

Нейтрализация стоков Effluent neutralization
 Требуется
 Effluent neutralization required
 Не требуется
 Effluent neutralization not required

Режим регенерации Regeneration mode
 Одновременный
 Simultaneous cation/anion regeneration
 Раздельный
 Separate cation/anion regeneration

Направление отмывочных вод Rinse mode
 Rinse to waste В сток
 Rinse recycling Рециркуляция

Water for bed compaction
Cation exchange resins
 Filtered raw
 Demineralized
 Decationized

Anion exchange resins
 Decationized
 Demineralized

Рис. 1.7 Выбор реагентов для регенерации, настройка движения сточных вод

DOWEX resin selection

Выбор ионообменных смол

Ca/KK W A C	Ca/OA W B A
DOWEX MAC-3 DOWEX MAC-3 PS Ionic form as delivered <input checked="" type="checkbox"/> Hydrogen	MARATHON WBA MARATHON WBA-2 Ionic form as delivered <input checked="" type="checkbox"/> Free-base
Ca/KK S A C	Ca/OA S B A
MARATHON C MARATHON C-10 MARATHON MSC MONOSPHERE 650C Ionic form as delivered <input type="radio"/> Hydrogen <input type="radio"/> Sodium	MARATHON A MARATHON A LB MARATHON A2 MARATHON MSA MONOSPHERE 550A Ионная форма смолы Ionic form as delivered <input checked="" type="radio"/> Hydroxide <input type="radio"/> Chloride OH Cl

Organic load Info

Рис. 1.8. Выбор ионообменных смол, их ионной формы

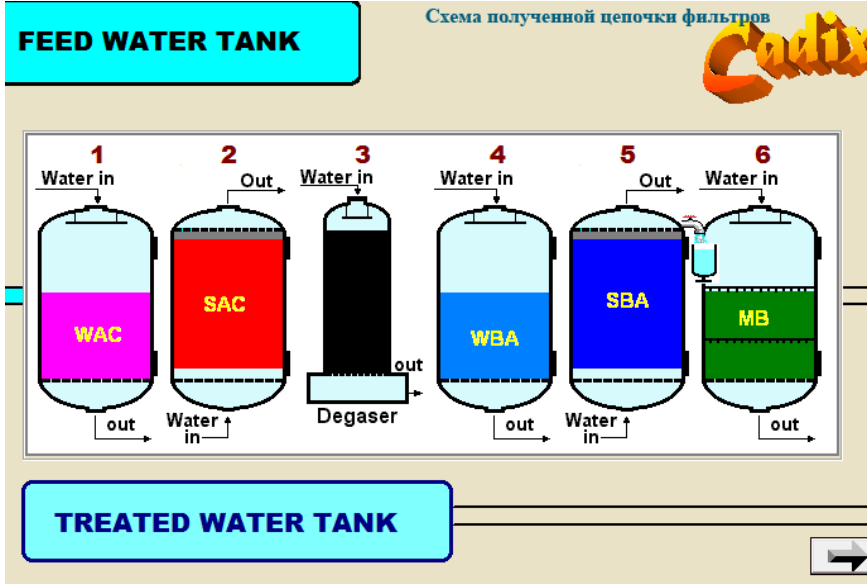


Рис. 1.9. Компонировочная схема рассчитываемой системы обессоливания

Performance design results

	Vessel 1	Vessel 2	Vessel 4	Vessel 5
DOWEX Resins	DOWEX MAC-3 PS	DOWEX MONOSPHERE 690C	DOWEX MARATHON WBA	DOWEX MARATHON A
Объем смолы / Volume as delivered	1 050	2 900	1 125	4 800
Расход 1 ионочки / Net flow-rate	40.3	40.3	40.3	40.3
Код-но обработ. воды за фильтром / Net throughput	967	967	967	967
Расход 1 ионочки с учётом с/л / Gross flow-rate	41.9	41.9	41.9	41.9
Код-но обработ. воды с с/л / Gross throughput	1 091	1 028	1 020	1 020
Длительность цикла / Cycle time between 2 reg.	24.0	24.0	24.0	24.0
Рабочая обменная емкость / Operating capacity	512	975	1 200	614
Ионная нагрузка, мг-экв / Ionic load	536	3 103	1 328	1 804
Ионная форма при доставке / Ionic form as delivered	Hydrogen	Hydrogen	Free base	Hydroxide
Нагрузка по органике / Organic load KMnO4			14.3	3.06
Нагрузка по кремниевой кислоте / Silica load as SiO2				0.034
Реагент для регенерации / Regeneration chemical	H2SO4	H2SO4	NaOH	NaOH
Уровень регенерации / Regeneration level			36.9	47.1
Реагент 100% по реагенту на регенерацию / Chemical amount 100%	792	792	188	
Стехиометрический коэффициент / Reg. ratio to stoich.			150	
Технология регенерации / Regeneration system	Packed Bed	Packed Bed	Packed Bed	Packed Bed

Рис. 1.10. Результаты расчета основной стадии ионообмена

Аналогичные значения принимаются для анионитных фильтров. При нажатии кнопки «Выбор завершающей ступени обессоливания» открывается окно выбора ФСД или другого фильтра (рис. 1.11).

		Vessel 1	Vessel 2	Vessel 4	Vessel 5
DOWEX Resins		DOWEX	DOWEX	DOWEX	DOWEX
		MAC-3 PS	MONOSPHERE	MARATHON	MARATHON
		650C	WBA	A	
Объём смолы Volume as delivered	liters	1 050	2 900	1 125	4 800
Диаметр фильтра Vessel diameter	mm	1 200	1 200	1 000	1 500
Площадь сечения фильтра Internal vessel area	m ²	1.10	1.10	0.76	1.73
Высота слоя смолы при загрузке Resin height as delivered	mm	950	2 633	1 455	2 770
Высота слоя отрегенерир. смолы Resin height regenerated	mm	950	2 633	1 499	2 770
Высота слоя загрязнен. смолы Resin height exhausted	mm	1 034	2 501	1 776	2 631
Тип инертного слоя Inert resin top layer type		IF-59	IF-59	IF-59	IF-59
Высота инертного слоя Inert resin height	mm	150	150	150	150
Объём инертного слоя Inert resin volume	litres	165	165	114	259
Высота цилиндра части фильтра Vessel cylindrical height	mm	1 350	2 850	2 000	2 975
Высота пространства набухания Freeboard (swollen form)	mm	166	67.0	74.0	55.0
Линейная скорость Linear velocity	m/h	38.0	38.0	55.0	24.2
Перепад давления на фильтре Pressure drop at 35°C (+)	kPa	44.4	58.6	66.7	50.8
Нагрузка по взвешенным примесям Filtered material load	kg/m ²				

+ Based on clean resin bed at start of run

Рис. 1.11. Продолжение вывода результатов расчета основной стадии ионообмена

По результатам расчета следует все полученные данные свести в общую таблицу. После этого необходимо проанализировать разницу расчета при помощи программы CADIX и ручного метода. Также при анализе следует указать ошибки программы, с которыми выполняющий столкнулся в процессе расчета, и пути устранения их. Нахождение и анализ пути решения проблем при расчетах является одной из непосредственных целей данного курсового проекта (см. рис. 1.12–1.14).

		m3/h	m/h	minutes	Water	m3
Процесс регенерации катионитного фильтра						
1 step H2SO4	5,00 %	8,68	7,89	108	Demin	15,7
Acid through WAC	1,00 %			108	Raw	
Вытеснение регенерационного раствора обессоленной водой (промывка)						
Acid displacement	2,00 Bv	8,34	7,57	53,7	Demin	7,46
Промывка катионита исходной водой						
Cation rinse	2,00 Bv	41,9	38,0	10,7	Raw	7,46
Anion Exchanger						

Рис. 1.12. Результаты расчета параметров регенерации катионитного участка

		m3/h	m/h	minutes	Water	m3
Ввод регенерирующей щёлочи						
NaOH injection at 35°C	5,00 %	6,92	4,00	32,6	Demin	3,87
Проход реагента через СлОА						
NaOH through WBA	5,00 %	6,92	9,10			
Вытеснение регенерирующей смеси обессоленной водой						
NaOH displacement	2,00 Bv	6,35	3,67	96,3	Demin	10,2
Промывка анионитного фильтра						
Anion rinse	3,00 Bv	41,9	24,2	21,9	Decaf	15,3
Cation Exchanger						

Рис. 1.13. Результаты расчета параметров регенерации анионитного участка

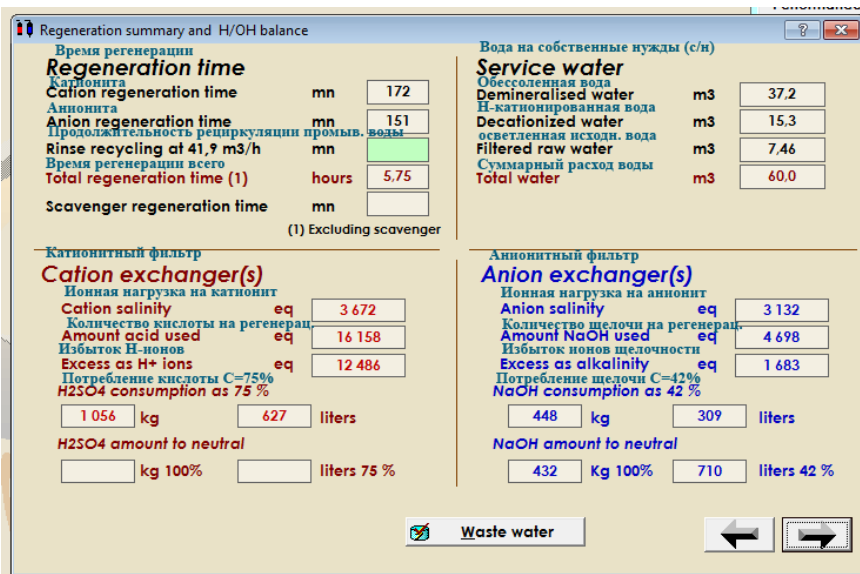


Рис. 1.14. Сводная таблица результатов регенерации основной части ионообмена

1.5. Методика расчета мембранных фильтров при помощи программы ROSA

Данное приложение содержит пример расчета и методические указания по программе *ROSA*. Для корректной работы программы следует произвести настройку компьютера в следующей последовательности:

1. В установленной папке программы найти файл *ROSA9.exe*, открыть его свойства, вкладка «Совместимость»;
2. Установить галочки на значениях «Запустить в режиме совместимости с *Windows XP SP3*» и «Выполнять эту программу от имени администратора»;
3. Сохранить изменения;
4. Запустить программу через данный файл.

В появившемся окне (рис. 1.15) ввести актуальную информацию в соответствии с типом вводимых параметров. Основные пункты, на которые необходимо обратить внимание, подписаны. Навигация по программе осуществляется путем перемещения между вкладками в нижней части окна. После заполнения первой вкладки следует перейти на вторую (рис. 1.16).

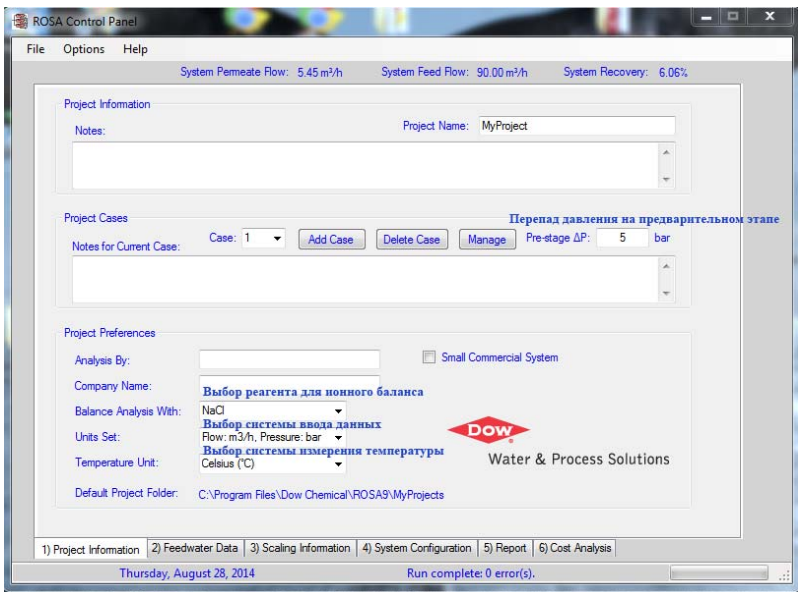


Рис. 1.15. Информация о проекте



Рис. 1.16. Выбор состава исходной воды

На рис. 1.16 представлено окно выбора ионного состава исходной воды. Особое внимание требуется уделить ионному балансу, значению pH и температуре. Для ввода своих значений следует установить галочку на надписи «Ввести свои значения». Также после ввода значений ионов следует выбрать тип источника воды. Поверхностным источникам соответствует пункт Surface Supply (как на рисунке).

После ввода данных на рис. 1.16 следует переходить к вкладке на рис. 1.17. В данном окне производится выбор воздействия на исходную воду (ввод реагентов или ионообменная технология). Особое внимание следует уделить значению индекса Ланжелье. Путем изменения pH в пределах 6–6,5 следует добиться отрицательного значения данного индекса (для этого после ввода pH следует нажать кнопку «Go»).

The screenshot shows the ROSA Control Panel interface. At the top, it displays system metrics: System Permeate Flow: 5.45 m³/h, System Feed Flow: 90.00 m³/h, and System Recovery: 6.06%. The main window is divided into several sections:

- Scaling Calculations Options:** Includes radio buttons for "No chemicals added", "User-adjusted pH" (selected), and "Ion-exchange softening".
- Ion-exchange Leakage:** Shows input fields for Ca Leakage (0.1 mg/L) and Mg Leakage (0 mg/L).
- Recovery and Temperature:** Shows Recovery (10.00 %) and Temperature (22.0 °C) with radio buttons for "Use original feed" and "Use adjusted feed" (selected).
- User-adjusted pH:** Includes a dropdown for "Выбор реагента для изменения pH" (set to H2SO4), a pH input field (5.5), and a "GO" button. Below it, "Вычисление индекса Ланжелье" shows a Concentrate LSI of -3.029 with another "GO" button.

The central table displays the following data:

	Feed	Adj. Feed	Concentrate
pH	6.27	5.5	5.55
LSI	-1.844	-3.161	-3.029
Stiff & Davis Index	-0.987	-2.339	-2.244
TDS (mg/l)	190.58	190.73	211.92
Ionic Strength (molal)	0.005	0.005	0.006
HCO3 (mg/l)	75.434	21.390	23.766
CO2 (mg/l)	58.204	97.189	97.189
CO3 (mg/l)	0.009	0.000	0.000
CaSO4 (% Saturation)	0.65	1.08	1.34
BaSO4 (% Saturation)	0.0	0.0	0.0
SrSO4 (% Saturation)	0.0	0.0	0.0
CaF2 (% Saturation)	0.0	0.0	0.0
SiO2 (% Saturation)	1.12	1.03	1.15
Mg(OH)2 (% Saturation)	0.00000	0.00000	0.00000

At the bottom, the software shows a navigation bar with tabs for Project Information, Feedwater Data, Scaling Information, System Configuration, Report, and Cost Analysis. The status bar indicates "Run complete: 0 error(s)." and the date "Thursday, August 28, 2014".

Рис. 1.17. Настройка конечных свойств пермеата

После ввода данных на рис. 1.17 следует переходить к вкладке четыре (рис. 1.18). Данная вкладка определяет количество ступеней очистки, наличие рециркуляции концентрата с исходной водой, параметры потока исходной воды и пермеата, эффективность работы ступеней, выбор рабочих фильтрующих элементов. Также можно задать параметры работы бустерного насоса (при необходимости), входное и выходное давление воды (при настройке фильтров в режим повышенного давления). При значениях, показанных на рис. 1.18, (параметр *None*) обеспечивается режим низкого давления. При выборе фильтрующих элементов из списка требуется учесть их производительность (она указывается в графе *Flow* в скобках, при этом ее размерность – м³/день). Для корректной работы фильтрующих элементов требуется обеспечить такое их суммарное количество, которое бы по суммарной производительности было выше заданного или рассчитанного значения исходной воды.

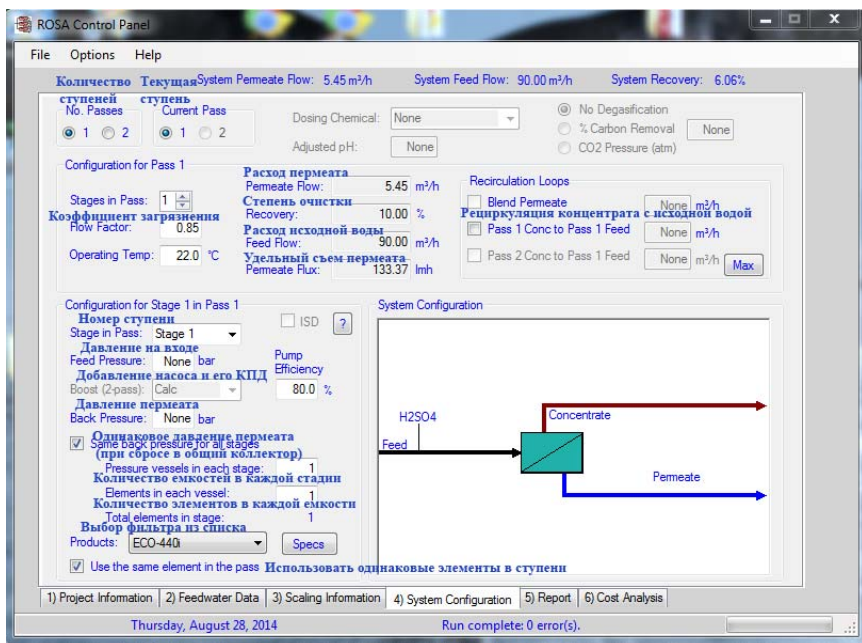


Рис. 1.18. Ввод компоновочных параметров и производительности

Процесс ввода параметров потока и эффективности фильтрующих элементов показывается на рис. 1.19.

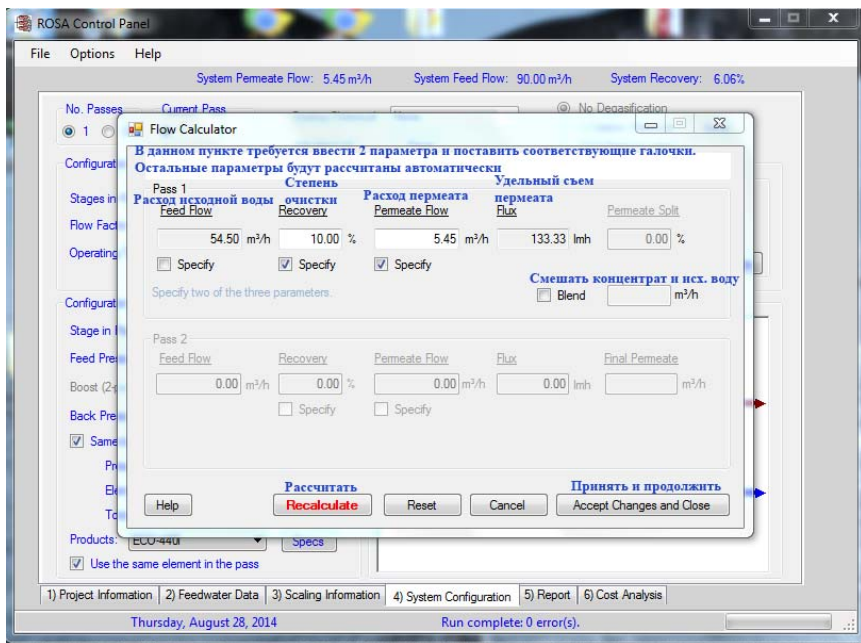


Рис. 1.19. Вычисление недостающих параметров работы фильтров

Результаты расчета (вкладки пять и шесть) показаны на рис. 1.20, 1.21. Наиболее важными параметрами являются площадь поверхности фильтрующих элементов (*Total Active Area*) и таблицы качества пермеата. Следует обратить внимание на пункты *Design Warnings* и *Solubility Warnings*, которые находятся под таблицей показателей качества. Если в данных пунктах не стоит значение «-None-», то следует изменить количество фильтрующих элементов, их тип или другие параметры расчета. Данные пункты показывают возможные проблемы эксплуатации фильтрующих элементов, и игнорировать их не рекомендуется.

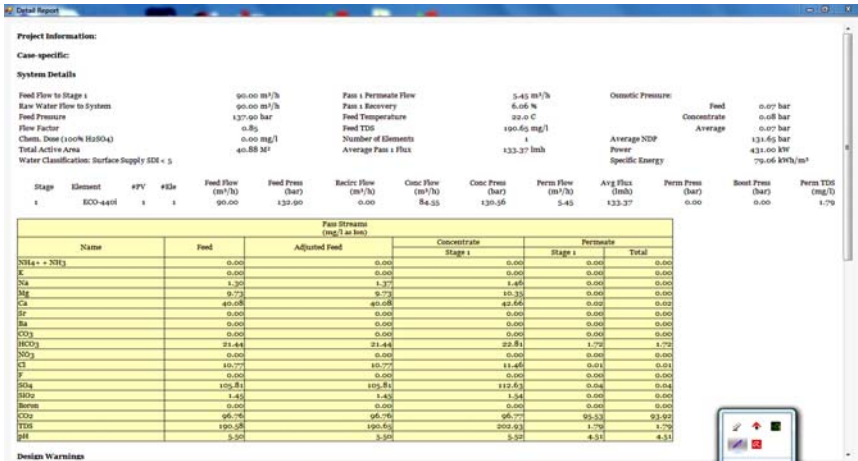


Рис. 1.20. Результаты расчета

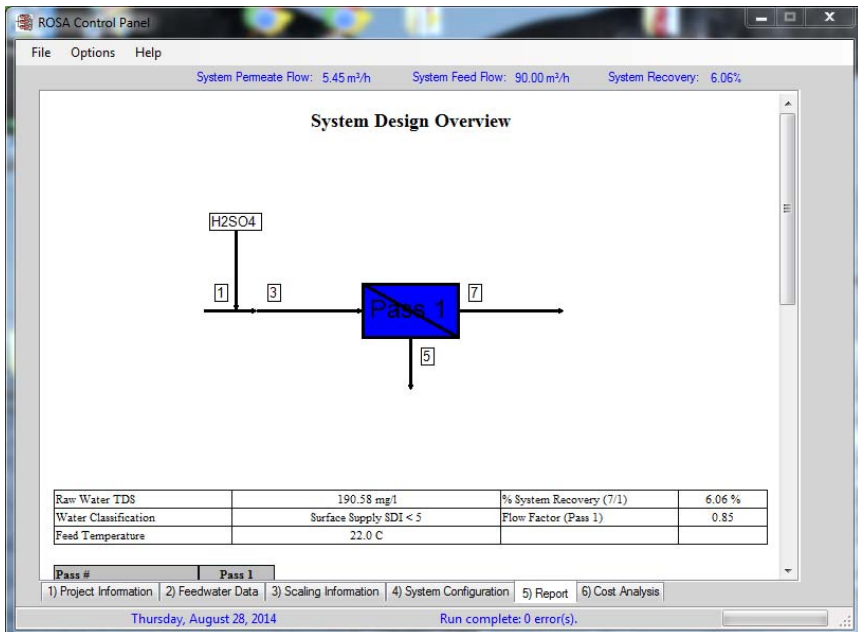


Рис. 1.21. Вывод результатов работы и входных значений

При необходимости можно рассчитать экономическую составляющую установки фильтрующих элементов – для этого необходимо задать значения, отмеченные желтым, на вкладке шесть (рис. 1.22). Данный расчет можно экспортировать в *Microsoft Excel*.

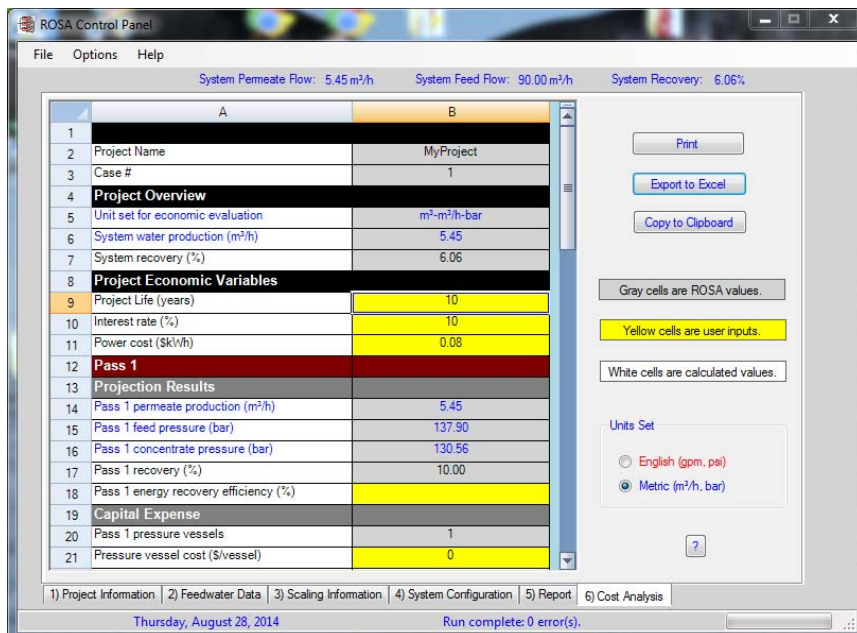


Рис. 1.22. Окно расчета экономической части

РАЗДЕЛ 2. ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ТЭС И АЭС

2.1. ВХР ТЭС

В данном разделе необходимо:

- обосновать и выбрать оптимальный ВХР для конкретного оборудования ТЭС или АЭС, дать его краткую характеристику;
- указать назначение методов коррекции теплоносителя;
- привести нормы качества теплоносителя ТЭС и АЭС (перегретого пара, питательной и котловой воды, подпиточной воды парогенераторов, систем теплоснабжения);
- дать характеристику потоков конденсатов и схемы их очистки.

Основной задачей ВХР каждой ТЭС является обеспечение работы теплосилового оборудования (основного и вспомогательного) без повреждений и снижения экономичности, которые могут быть вызваны следующими причинами:

- образованием отложений на поверхностях нагрева котлов, в проточной части турбин, на поверхностях трубок конденсаторов и т. д.;
- образованием и накоплением шлама в котловой воде, тракте питательной воды, в тепловых сетях;
- коррозией внутренних поверхностей теплоэнергетического оборудования.

Для предотвращения перечисленных выше негативных явлений на ТЭС предусматривается организация целого ряда технических мероприятий, объединенных общим понятием водно-химический режим. Внедрению конкретного водно-химического режима (т. е. комплексу технических мероприятий) на ТЭС предшествует проведение экспериментальных и наладочных работ, цель которых определить оптимальные условия для его осуществления.

При выборе водно-химического режима для конкретной ТЭС принимают во внимание:

- тип парового котла;
- параметры рабочей среды;
- паропроизводительность;
- вид топлива;
- теплонапряжение парогенерирующей поверхности нагрева;

- наличие или отсутствие промежуточного перегрева пара;
- требования к качеству перегретого пара и т. д.

Установленные нормы приведены в «Правилах технической эксплуатации электрических станций и тепловых сетей» конкретно для каждого типа котлов, эксплуатируемых в энергосистеме Республики Беларусь, а также для подпиточной воды тепловых сетей.

2.1.1. ВХР барабанных котлов

В мировой энергетике барабанные котлы эксплуатируют с применением следующих водно-химических режимов: гидразинно-аммиачный, кислородный, хеламинный, бескоррекционный.

Гидразинно-аммиачный ВХР

При реализации гидразинно-аммиачного режима в питательную воду на всас питательных насосов дозируют аммиак и гидразин. Амминирование питательной воды проводится для связывания свободной углекислоты, с целью предупреждения углекислотной коррозии, и коррекции величины рН.

Гидразинная обработка питательной воды в сочетании с термической деаэрацией является радикальной мерой предупреждения кислородной коррозии металла питательного тракта, пассивации латуни трубной системы подогревателей, снижения содержания продуктов коррозии в пароводяном тракте ТЭС.

Котловую воду корректируют фосфатами. Фосфатирование с подщелачиванием необходимо для того, чтобы создавать такие условия, при которых процессы кристаллизации и образования отложений в экранной системе котла имели бы минимальные скорости. Эта задача решается за счет перевода накипеобразующих солей в шламовую форму с последующим их выводом из контура циркуляции с продувкой.

Согласно ПТЭ нормирование водного режима котлов барабанного типа включает в себя нормы качества насыщенного пара (табл. 2.1), питательной (табл. 2.2) и котловой (табл. 2.3) воды [3].

Таблица 2.1

Нормируемые показатели качества насыщенного пара
котлов с естественной циркуляцией

Нормируемый показатель	Давление пара, МПа		
	3,9	9,8	13,8
Концентрация натрия, мкг/кг: для ГРЭС	≤ 60	≤ 15	≤ 15
для ТЭЦ	≤ 100	≤ 25	≤ 5
рН	$\geq 7,5$	$\geq 7,5$	$\geq 7,5$
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см: для дегазированной Н-катионированной пробы	—	$\leq 0,5$	$\leq 0,3$
для Н-катионированной пробы	—	$\leq 1,5$	$\leq 1,0$

Таблица 2.2

Нормируемые показатели качества питательной воды
котлов с естественной циркуляцией

Нормируемый показатель	Номинальное давление за котлом, МПа		
	3,9	9,8	13,8
1	2	3	4
Общая жесткость, мкг-экв/кг, для котлов:			
на жидком топливе	≤ 5	≤ 1	≤ 1
на других видах топлива	≤ 10	≤ 3	≤ 1
Концентрация соединений железа, мкг/кг, для котлов:			
на жидком топливе	≤ 50	≤ 20	≤ 20
на других видах топлива	≤ 100	≤ 30	≤ 20
Концентрация соединений меди в воде перед деаэратором, мкг/кг, для котлов:			
на жидком топливе	≤ 10	≤ 5	≤ 5
на других видах топлива	не нормируется	5	5
Концентрация растворенного кислорода в воде после деаэратора, мкг/кг	≤ 20	≤ 10	≤ 10
Концентрация нефтепродуктов, мкг/кг	$\leq 0,5$	$0 \leq 0,3$	$\leq 0,3$
рН*	8,5–9,5	9,1 ± 0,1	9,1 ± 0,1

1	2	3	4
Концентрация кремниевой кислоты, мкг/кг ^{**} :			
для ГРЭС и отопительных ТЭЦ	–	–	≤ 30
для ТЭЦ с производственным отбором	–	–	≤ 60
Концентрация нитритов и нитратов, мкг/кг ^{***}			≤ 20
Содержание гидразина, мкг/кг ^{****}	20–60		
Содержание аммиака, мкг/кг	1000		

Примечания:

* При восполнении потерь пара и конденсата химически очищенной водой допускается повышение рН до 10,5.

** Концентрация кремниевой кислоты нормируется для котлов давлением более 7,0 МПа. Для котлов с номинальным давлением за ними 7,0–9,8 МПа концентрация кремниевой кислоты для ГРЭС и отопительных ТЭЦ не должна превышать 80 мкг/кг, а для ТЭЦ с производственным отбором пара устанавливается в результате тепломеханических испытаний.

*** Для котлов давлением 9,8–7,0 МПа допустимая концентрация нитритов и нитратов устанавливается химслужбой энергообъединения; для котлов давлением не более 7,0 МПа – не нормируется.

**** В периоды пуска и останова по условиям пассивации допускается более высокое содержание, не более 3 000 мкг/кг.

Таблица 2.3

Нормируемые показатели качества котловой воды

Нормируемый показатель	Давление пара, МПа		
	3,9	9,8	13,8
Избыток фосфатов, мг/кг [*] :			
в чистом отсеке	2–6	2–6	0,5–2,0
в солевом отсеке	≤ 30	≤ 30	≤ 12
рН солевого отсека ^{**}	≤ 11,8	≤ 11,2	≤ 10,5

Примечания:

* Для котлов без ступенчатого испарения избыток фосфатов должен соответствовать норме для чистого отсека в зависимости от давления в котле.

** Для котлов давлением 9,8 МПа, питаемых химически очищенной водой, в продувочной воде допускается рН ≤ 11,5.

Кислородный водно-химический режим

На зарубежных тепловых электростанциях с барабанными котлами высокого и сверхвысокого давлений используется водно-химический режим с дозированием в питательную воду кислорода.

Требования к качеству питательной и добавочной вод на ТЭС, где применяется этот водно-химический режим, такие же, как и на ТЭС с прямоточными котлами. В табл. 2.4 приведены нормы качества воды и пара на ТЭС с барабанными котлами для кислородного водно-химического режима, разработанные EPRI (США) [7]. В качестве конструкционных материалов может применяться только сталь, исключение представляет конденсатор, для изготовления трубной системы которого может использоваться латунь. При кислородном водно-химическом режиме тепловая схема ТЭС с барабанными котлами должна иметь блочную обессоливающую установку для очистки конденсата, добавочная вода должна готовиться по схеме трехступенчатого обессоливания. Для коррекции рН котловой воды в барабан котла дозируют щелочь (NaOH, KOH или LiOH). Дозирование кислорода осуществляют на всас конденсатных насосов II подъема. В эту же точку дозируют аммиак для поддержания рН питательной воды на уровне 8–8,5.

Таблица 2.4

Нормы качества воды и пара на тепловых электростанциях США с барабанными котлами с промежуточным перегревом пара при кислородном водно-химическом режиме

Нормируемый показатель	Добавочная вода	Питательная вода	Котловая вода	Перегретый пар
1	2	3	4	5
Концентрация, мкг/кг:				
натрия	≤ 3	–	≤ 700	≤ 3
хлоридов	≤ 3	–	≤ 30	≤ 3
сульфатов	≤ 3	–	≤ 30	≤ 3
кремниевой кислоты	≤ 10	–	≤ 100	≤ 10
железа	–	≤ 5	–	–
меди	–	–	–	–
общего органического углерода	≤ 300	–	–	≤ 100
кислорода	–	30–50	5	30–50

1	2	3	4	5
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	≤ 0,1	≤ 0,15	≤ 1,5	≤ 0,15
pH	–	8,0–8,5	8,5–9,2	–
Концентрация NaOH, мг/кг	–	–	1,0–1,5	–

Хеламиновый ВХР

Одним из способов снижения скорости коррозии в пароводяных трактах ТЭС и АЭС является применение пленкообразующих аминов. Одним из первых реагентов такого типа, который использовался на ТЭС и АЭС, являлся октадециламин. В настоящее время на зарубежных ТЭС и ТЭС Республики Беларусь широкое распространение получил другой пленкообразующий амин — хеламин $R[NH(CH_2)_3](NH_2)_x$.

Пленкообразующие амины, в частности хеламин, имеют полярные молекулы, которые сорбируются на поверхности металла или его оксидов, покрывая их защитным слоем. Этот слой препятствует контакту металла со средой, которая в подавляющем большинстве случаев является коррозионно-агрессивной. Кроме того, соединения типа октадециламина и хеламина обладают щелочными свойствами.

Хеламин относится к летучим соединениям, поэтому при парообразовании он в соответствии с коэффициентом распределения переходит из кипящей воды в пар. С паром он поступает в турбину и образует на ее поверхности защитную пленку.

Известны более десяти видов хеламина, каждый из которых обладает индивидуальными физико-химическими свойствами и предназначен для использования в определенных целях.

Хеламинный водно-химический режим может быть применен вместо гидразинно-аммиачного, при этом отпадает необходимость в дозировании гидразина и аммиака в питательную воду и фосфатов в барабан котла, т. е. вместо трех реагентов дозируется один.

Экспериментальные исследования и опыт эксплуатации показали, что при хеламинном водно-химическом режиме снижается концентрация железа и меди в пароводяном тракте, уменьшается время, необходимое для достижения требуемого качества воды и пара при

пуске оборудования. Это обстоятельство особенно важно при частых пусках и остановках и работе оборудования в пиковом режиме.

Концентрация хеламина в питательной воде не должна превышать 5 мг/кг, так как при более высоких его концентрациях скорость коррозии латуни резко возрастает. Хеламин можно дозировать в питательную или добавочную воду, что определяется режимом работы ТЭС. Нормы качества пара, питательной и котловой воды соответствуют приведенным в табл. 2.1, 2.2 и 2.3. Из показателей исключают гидразин, аммиак, фосфаты.

При хеламинном водно-химическом режиме отпадает необходимость в проведении консервации, так как защитная пленка хеламина образуется на поверхности металла в процессе работы оборудования и сохраняется при его останове.

2.1.2. ВХР прямоточных котлов СКД

Основная особенность прямоточных котлов – одноразовое движение теплоносителя через экономайзер, топочные экраны и пароперегревательные поверхности нагрева, что предъявляет исключительно жесткие требования к качеству теплоносителя. Нормируемые показатели качества перегретого пара, питательной и добавочной воды приведены в табл. 2.5, 2.6 и 2.7.

Таблица 2.5

Нормируемые показатели качества перегретого пара прямоточных котлов

Нормируемый показатель	Значение
Концентрация натрия, мкг/дм ³ , не более	5
Концентрация кремниевой кислоты, мкг/дм ³ , не более	15
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	0,3
рН*, не менее	7,5

Примечание. * При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме значение рН допускается не менее 6,5.

Таблица 2.6

Нормируемые показатели качества питательной воды
прямоточных котлов

Нормируемый показатель	Значение
Общая жесткость, мкг-экв/дм ³ , не более	0,2
Концентрация, мкг/ дм ³ :	
натрия	≤ 5
кремниевой кислоты	≤ 15
железа	≤ 10
меди в воде перед деаэратором*	≤ 5
растворенного кислорода при кислородных водно-химических режимах	100–400
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	0,2
рН	6,9–7,3*
Концентрация нефтепродуктов (до конденсатоочистки), мкг/дм ³	≤ 0,1

Примечание. *За счет подбора соотношения катионита и анионита в БОУ или дозирования аммиака после БОУ.

Таблица 2.7

Нормируемые показатели качества добавочной воды
для подпитки прямоточных котлов

Нормируемый показатель	Значение, не более
Общая жесткость, мкг/дм ³	0,2
Концентрация натрия, мкг/дм ³	15
Концентрация кремниевой кислоты, мкг/дм ³	20
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	0,5

Задача *ВХР* энергоблоков СКД – организация такого водного режима эксплуатации парогенераторов, чтобы максимальная температура металла была бы ниже температуры окалинообразования на наружной поверхности трубы и температуры изменения структуры металла.

Мировой опыт эксплуатации энергоблоков СКД показал, что единственным *ВХР*, позволяющим решить эту задачу является нейтрально-окислительный *ВХР*.

Суть данного *ВХР* заключается в создании на металле исключительно тонкой, прочной, плотной окисной пленки с коэффициентом температурного расширения близким к таковому для основного металла.

Для реализации окислительного водного режима необходимо выполнение ряда требований:

- глубокая очистка турбинного конденсата ($\alpha \leq 0,1$ мкСм/см);
- поддержание значения $\text{pH}_{25} \geq 7,0$;
- концентрация $\text{O}_2 \leq 100$ мкг/кг;
- отсутствие в питательной воде любых примесей, особенно органических.

В качестве окислителя может быть использован воздух, кислород, перекись водорода. Дозирование окислителя допускается в конденсатный или питательный тракт энергоблока.

2.1.3. Водно-химический режим котлов-утилизаторов на ТЭС с ПГУ

В настоящее время для выработки электроэнергии и получения теплоты все более широкое применение находят тепловые электростанции с парогазовыми установками (ПГУ). На таких ТЭС производство электроэнергии осуществляется при использовании газовых и паровых турбин.

Для подпитки котлов-утилизаторов всех параметров должна использоваться добавочная вода высокого качества. Это связано с тем, что в контурах котлов-утилизаторов как низкого, так и высокого давления циркулирует один и тот же теплоноситель. В турбину поступает пар из контуров котлов-утилизаторов низкого и высокого давлений. Смешиваясь в проточной части паровой турбины, общий поток пара направляется в конденсатор. Поэтому схема подготовки добавочной воды должна быть единой для всех типов контуров котлов-утилизаторов на данной ТЭС и соответствовать требованиям к качеству добавочной воды контуров котлов-утилизаторов высокого давления. На зарубежных ТЭС с ПГУ предъявляются очень высокие требования к качеству добавочной воды, и ее обработка осуществляется по схеме трехступенчатого ионирования. В том случае, если исходная вода содержит органические примеси в высоких кон-

центрациях, в схеме подготовки добавочной воды используются органопоглошители, например, активированный уголь. Применяются также мембранные методы обработки воды.

В табл. 2.8 и 2.9 приведены основные показатели, характеризующие качество добавочной воды, используемой для котлов ТЭС с ПГУ.

Таблица 2.8

Качество добавочной воды для трехступенчатого котла-утилизатора ТЭС с ПГУ

Показатель	Значение
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	< 0,2
Концентрация, мкг/кг:	
SiO ₂	< 20
Na ⁺ + K ⁺	< 10
Fe	< 20
Cu	< 3
общего органического углерода	< 300

Таблица 2.9

Качество добавочной воды для двухступенчатых котлов-утилизаторов (котел-утилизатор низкого давления – барабанный, котел-утилизатор высокого давления – прямоточный) на ТЭС с ПГУ

Показатель	Значение при условии		
	нормальной эксплуатации	необходимости принятия мер к улучшению качества воды	недопустимости использовать воду
1	2	3	4
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см: после водоподготовительной установки	< 0,1	0,1–0,2	≥ 0,2
в баке запаса конденсата*	< 1	≥ 1	–

Окончание табл. 2.9

1	2	3	4
Концентрация, мкг/кг:			
SiO ₂	< 10	10–20	≥ 20
Na ⁺ + K ⁺	< 10	–	–
Fe	< 20	–	–
общего органического углерода	< 300	–	–
O ₂	насыщение при данной температуре	–	–

Примечание: * Содержит CO₂.

В табл. 2.10 и 2.11 приведены нормы качества питательной и котловой воды, разработанные *EPRI* для котлов-утилизаторов барабанного типа ТЭС.

Таблица 2.10

Качество питательной воды котлов-утилизаторов барабанного типа

Показатель	Трубки конденсатора из латуни	Трубки конденсатора из нержавеющей стали или титана
Удельная электрическая проводимость x , мкСм/см	2–6	3–11
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы x_H , мкСм/см	< 0,20	< 0,20
pH	8,8–9,3	9,0–9,6
Концентрация, мкг/кг:		
SiO ₂	< 20	< 20
Fe	< 20	< 20
Cu	< 3	< 3
O ₂	< 10	< 10

Таблица 2.11

Качество котловой воды котлов-утилизаторов низкого,
среднего и высокого давления

Показатель	Значение
Удельная электрическая проводимость x , мкСм/см	< 40
pH	9,1–9,6
Концентрация, мкг/кг:	
PO_4^{3-}	2–6
SiO_2	зависит от давления

Из сравнения данных, приведенных в табл. 2.8 и 2.9, следует, что для прямоточных контуров котлов-утилизаторов требования к качеству добавочной воды выше, чем для барабанных. По некоторым параметрам требования к качеству добавочной воды как для прямоточных, так и для барабанных контуров котлов-утилизаторов выше, чем на ТЭС с прямоточными котлами в соответствии с ПТЭ.

На ТЭС с ПГУ водно-химический режим барабанных котлов-утилизаторов всех давлений один и тот же: аммиачный — для конденсатно-питательного тракта и фосфатный — для котловой воды. Если на ПГУ используются котлы-утилизаторы с контурами барабанного и прямоточного типов, то для барабанных контуров применяется только аммиачный водно-химический режим и для конденсатно-питательного тракта и для котловой воды. Для прямоточного контура котла-утилизатора может быть использован как аммиачный водно-химический режим, так и окислительный. При применении последнего необходимо обеспечить очистку всего конденсата турбины. В табл. 2.12 приведены нормы качества пара, разработанные EPRI для котлов-утилизаторов барабанного типа ТЭС.

Таблица 2.12

Качество насыщенного и перегретого пара
котлов-утилизаторов барабанного типа

Показатель	Трубки конденсатора из латуни	Трубки конденсатора из нержавеющей стали или титана
Удельная электрическая проводимость α , мкСм/см	2–6	3–11
Удельная электрическая проводимость	< 0,20	< 0,20
Н-катионированием пробы x_{H} , мкСм/см		
pH	8,8–9,3	9,0–9,6
Концентрация, мкг/кг:		
Na ⁺ + K ⁺	< 10	< 10
SiO ₂	≤ 20	< 20
Fe	< 20	< 20
Cu	< 3	< 3

2.2. ВХР тепловых сетей

Водно-химический режим тепловых сетей должен обеспечить качество сетевой воды, при котором коррозионные процессы и образование отложений были бы сведены к минимуму. Надежная работа оборудования тепловых сетей (теплосетей) может быть обеспечена только при соблюдении определенного качества сетевой воды и правильной организации водно-химического режима. Нарушение водно-химического режима приводит к образованию кальциевой накипи на поверхностях труб, в результате чего ухудшается теплопередача и снижается температура воды, поступающей к потребителю. Необходимо соблюдать нормы по содержанию в воде кислорода. Это связано с тем, что удельная электрическая проводимость сетевой воды достаточно высока и в этих условиях кислород увеличивает интенсивность коррозионных процессов. Поэтому концентрация кислорода не должна превышать 50 мкг/кг. Необходимо также полное отсутствие в воде уголекислоты. Поэтому для удаления кислорода и уголекислоты требуется обязательная деаэрация подпиточной воды.

При выборе схемы подготовки воды для теплосети учитывают качество исходной воды и характеристики тепловой схемы. При открытой системе теплоснабжения, т. е. при разборе горячей воды потребителями для бытовых нужд непосредственно из тепловой сети, схема водоподготовки должна обеспечивать качество воды, соответствующее ГОСТ 2874–82 «Питьевая вода».

Для тепловых сетей и связанного с ними оборудования наибольшую опасность представляют кальциевые накипи — низкотемпературные отложения карбоната кальция и высокотемпературные отложения сульфата кальция. Нормирование качества сетевой воды необходимо проводить с учетом температурного режима теплофикационного оборудования. В табл. 2.13 приведены нормы качества подпиточной воды теплосетей.

Таблица 2.13

Нормы качества воды для подпитки тепловых сетей

Показатель	Значение
Концентрация свободной углекислоты	0
рН для систем теплоснабжения:	
открытых	8,3–9,0*
закрытых	8,3–9,5*
Концентрация растворенного кислорода, мкг/кг	≤ 50
Концентрация взвешенных веществ, мг/кг	≤ 5
Концентрация нефтепродуктов, мг/кг	≤ 1

Примечание. *Верхний предел рН допускается только при глубоком умягчении воды, нижний предел с разрешения энергообъединения может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в системах теплоснабжения.

В настоящее время все более широкое применение получает коррекционная обработка подпиточной воды. Для коррекционной обработки используются различные реагенты, выбираемые в зависимости от температуры воды в теплосети. Эти реагенты, такие как гексаметафосфат натрия, могут либо образовывать растворимые комплексные соединения с кальцием, либо стабилизировать уже образовавшиеся частицы твердой фазы, т. е. являться *антинакипинами*.

К числу антинакипинов относятся фосфонаты, например, 1-оксиэтилендифосфоновая кислота (ОЭДФ) и ее соль ОЭДФ-Zn, натриевая соль аминотимленфосфоновой кислоты (ИОМС), которые эффективны для предотвращения образования карбоната и фосфата кальция. Кроме того, фосфонаты являются ингибиторами коррозии конструкционных материалов, используемых в теплообменниках, т. е. стали и латуни.

При использовании антинакипинов отпадает необходимость в обработке воды в ионитных фильтрах, например Na-катионитных. Выбор реагента и его концентрация определяются качеством исходной воды и температурой воды в теплосети. Использование ИОМС достаточно эффективно при температуре воды до 100 °С. При более высокой температуре предпочтительнее использовать ОЭДФ или ОЭДФ-Zn.

2.3. Характеристика потоков конденсатов на ТЭС и схемы их очистки

Конденсаты являются основной и наиболее ценной составляющей частью питательной воды котлов любых давлений и производительности.

Конденсаты ТЭС можно подразделить на следующие основные группы:

- турбинные конденсаты – наиболее чистые, содержат лишь газы NH_3 , CO_2 , следы O_2 , незначительные количества продуктов коррозии (оксиды железа, меди, цинка). Температура турбинного конденсата – 25–45 °С;

- конденсаты пара регенеративных подогревателей низкого и высокого давлений содержат продукты коррозии в несколько больших количествах, чем турбинные, температура порядка 50–100 °С;

- конденсаты пара сетевых подогревателей могут быть загрязнены солями (при неплотности трубок подогревателей), продуктами коррозии, температура порядка 80 °С;

- внешние производственные конденсаты от технических потребителей могут быть загрязнены оксидами металлов, солями, газами и другими примесями в зависимости от вида производства.

Кроме того, на ТЭС имеют место конденсаты подогревателей сырой и химочищенной воды, дренажные конденсаты и т. д.

Сокращение потерь конденсата, предотвращение загрязнения, сбор, возврат на ТЭС и, в случае необходимости, очистка являются основными задачами персонала турбинного и химического цехов ТЭС. Для этой цели на всех тепловых станциях проектируются специальные конденсатоочистки.

На мощных блоках с прямоточными котлами очистка всего потока турбинного конденсата является обязательным мероприятием по поддержанию оптимального водного режима. За каждой турбиной такого блока устанавливают блочную обессоливающую установку (БОУ). На электростанциях с барабанными котлами БОУ предусматриваются при охлаждении конденсаторов циркуляционной водой с содержанием более 5 000 мг/кг.

Очистка основного конденсата на БОУ осуществляется, как правило, в два этапа:

- очистка от механических примесей на осветлительных фильтрах диаметром 3, 4 м, загруженных дробленным антрацитом или сульфоглем;

- обессоливание и обескремнивание на фильтрах смешанного действия (ФСД) с выносной регенерацией со скоростью фильтрации до 100 м/ч.

В табл. 2.14 приведен состав основного оборудования БОУ энергоблоков различной мощности.

Таблица 2.14

Зависимость состава БОУ от мощности энергоблоков

№ п/п	Мощность энергоблоков, МВт	Оборудование	
		Осветлительные фильтры	ФСД
1	300	3	3
2	500	4	3
3	800	7	4
4	1200	8	5

Оборудование БОУ размещается в машинном зале. Фильтры komponуются в два яруса, что позволяет более полно использовать объем помещения.

Для ТЭС с прямоточными и барабанными котлами, работающими в режиме частых пусков и остановов, предусматривается обезжелезивание и обессоливание всех общестанционных загрязненных конденсатов на автономной конденсатоочистке производительностью 150 м³/ч для блоков большой мощности. Для обессоливания применяются ФСД с внутренней регенерацией при скорости фильтрования 50 м/ч.

Для очистки конденсатов от продуктов коррозии с учетом температуры конденсата применяют:

- механические фильтры, а также катионитные фильтры, загруженные сульфоглем при температуре конденсата < 50 °С, либо КУ-2 при температуре ≤ 100 °С;
- электромагнитные аппараты;
- намывные ионитные фильтры;
- целлюлозные намывные фильтры.

Скорость фильтрования в намывных фильтрах – 10 м/ч, в механических и катионитных фильтрах – 50 м/ч.

Очистка конденсатов от нефтепродуктов осуществляется методом отстоя в специальных емкостях и сорбцией в фильтрах, загруженных антрацитом, коксом, полукоксом, активированным углем.

2.4. Водно-химические режимы АЭС

2.4.1. Водно-химический режим одноконтурных АЭС

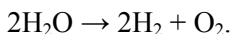
Водно-химический режим одноконтурных АЭС должен обеспечивать:

- целостность защитных барьеров (оболочек тепловыделяющих элементов, границ контура теплоносителя, герметичных ограждений локализирующих систем безопасности);
- коррозионную стойкость конструкционных материалов оборудования и трубопроводов в течение срока эксплуатации АЭС;
- минимальное количество отложений на теплопередающих поверхностях оборудования и трубопроводов;
- радиационную безопасность персонала АЭС (ВХР АЭС должен быть направлен на улучшение радиационной обстановки, формирующейся при росте отложений активированных продуктов коррозии).

На одноконтурных АЭС предъявляются высокие требования к водно-химическому режиму. Одной из причин этого является непрерывная подача в реактор питательной воды, содержащей примеси. Реакторы РБМК работают при средних давлениях (7,0 МПа), но требования к организации их водно-химического режима более высокие, чем требования к водно-химическому режиму энергоблоков сверхвысоких параметров. Необходимость высокой чистоты питательной воды связана с качеством реакторной воды, в которой содержатся минеральные примеси, поступающие с питательной водой, продукты коррозии конструкционных материалов, продукты радиолиза воды, благородные газообразные продукты деления ядерного топлива.

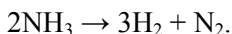
Надежность работы реакторов одноконтурных АЭС в значительной степени зависит от наличия отложений на тепловыделяющих элементах (ТВЭлах), которые могут привести к перегреву оболочек ТВЭлов, их аварийному разрушению и активации реакторной воды и образующегося пара, что отрицательно отразится на условиях эксплуатации АЭС.

Под действием различных видов реакторного излучения в реакторной воде протекает радиолиз, в результате которого происходит образование газообразных H_2 и O_2 :

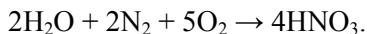


Образовавшиеся H_2 и O_2 в соответствии с коэффициентами расщепления переходят из кипящей воды в насыщенный пар. Концентрация кислорода в реакторной воде обычно не превышает 0,1 мг/кг, а в паре она может достигать 40 мг/кг.

Для подавления радиолиза в реакторную воду можно было бы дозировать газообразный водород, но в связи с его переходом в пар количество водорода, необходимое для связывания радиолитического кислорода, значительно и резко повышает стоимость эксплуатации. Другим путем снижения радиолиза воды может быть дозирование аммиака, который под влиянием излучений разлагается с образованием водорода:



Однако в этом случае необходимо учитывать опасность появления в реакторной воде азотной кислоты:



При появлении HNO_3 показатель рН реакторной воды может снизиться, в результате чего увеличится скорость протекания коррозионных процессов.

В настоящее время на одноконтурных АЭС с реакторами типа РБМК используется только бескоррекционный водно-химический режим. К недостаткам этого режима относится возможность снижения рН реакторной воды до значений ниже 6,5. Для предотвращения снижения рН питательной воды используется 100%-я очистка турбинного конденсата. Кроме того, осуществляется очистка реакторной воды по двум основным схемам: при полном давлении реакторной воды и при сниженном давлении. В первом случае для преодоления сопротивления установки очистки реакторной воды может быть использован перепад давления, создаваемый главным циркуляционным насосом (ГЦН); во втором случае для возврата очищенной воды в контур реактора требуется специальный насос. Во всех установках очистки реакторной воды используются ионитные фильтры, перед которыми устанавливаются теплообменники для снижения температуры реакторной воды примерно до 40 °С.

Средствами обеспечения и поддержания *ВХР* основного контура энергоблока АЭС с РБМК-1000 являются [8]:

- непрерывная очистка части воды контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) при энергетическом режиме работы энергоблока, при пуске энергоблока после ремонта или после частичной разгрузки реактора в период снижения мощности последнего, а также при стояночных режимах, если возможна организация циркуляции воды в контуре;

- очистка конденсата турбины и всех потоков водного теплоносителя, поступающих в конденсатор турбины;

- подпитка водой требуемого качества;

- дегазация конденсата турбины и питательной воды;

- отсос неконденсирующихся газов из конденсатора турбины, подогревателей низкого давления и бойлеров;

- пассивация внутренних поверхностей конденсатно-питательного тракта и дезактивация КМПЦ для проведения среднего (капитального) ремонта;

- циркуляционная промывка химобессоленной водой конденсатно-питательного тракта перед пуском энергоблока после ремонта с под-

ключением фильтров конденсатоочистки и использованием линии рециркуляции деаэратор — конденсатор;

– циркуляционная промывка химобессоленной водой КМЩЦ перед пуском энергоблока после ремонта с подключением фильтров установки байпасной очистки воды КМЩЦ.

В табл. 2.15 приведены требования к качеству воды КМЩЦ при энергетическом режиме работы энергоблоков АЭС. Значения показателей качества представлены для стандартной температуры 25 °С и давления 0,1 МПа. При удельной электрической проводимости воды менее 0,3 мкСм/см показатель качества рН считают диагностическим (показание рН-метра – индикаторными).

Таблица 2.15

Требования к качеству воды КМЩЦ
при энергетическом режиме работы энергоблоков АЭС

Показатель качества	Значение показателя				
	Контрольные уровни	Эксплуатационные пределы	Уровни действия		
			Первый	Второй	Третий
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	≤ 0,3	≤ 0,5	0,5–1,0	1,0–5,0	≥ 5,0
Значение рН	–	6,5–8,0	8,0–8,5	8,5–9,0	≥ 9,0
			6,0–6,5	5,5–6,0	≤ 5,5
Массовая концентрация хлорид-ионов, мкг/дм ³	≤ 15	≤ 50	50–100	100–150	≥ 150
Массовая концентрация меди, мкг/дм ³	≤ 10	≤ 15	15-20	20-50	≥ 50
Массовая концентрация нефтепродуктов, мкг/дм ³	≤ 100	≤ 200	–	–	–
Диагностический	Контрольные уровни				
Массовая концентрация, мкг/дм ³ :					
кремниевой кислоты	≤ 500				
железа	≤ 20				
натрия	≤ 15				

Отклонение нормируемых показателей качества теплоносителя от предельных значений приводит к нарушению нормальной экс-

плуатации вследствие негативных эффектов, в частности за счет коррозионных повреждений. На АЭС для нормируемых показателей качества определены контрольные уровни (уровни действий), эксплуатационные пределы и в отдельных случаях регламентированы уровни действий обслуживающего персонала при отклонениях нормируемых показателей качества от эксплуатационных пределов, в том числе оперативное вмешательство персонала в работу систем обеспечения ВХР, снижение мощности или останов реактора. Нормируемые показатели необходимо измерять с использованием метрологически аттестованных методик и средств контроля.

Нормальная эксплуатация — эксплуатация в определенных пределах эксплуатационных параметров и условиях.

Контрольные уровни — значения показателей качества теплоносителя, установленные для оперативного контроля, закрепления достигнутого уровня ниже эксплуатационных пределов, обеспечения совершенствования ВХР в целях повышения радиационной безопасности персонала, увеличения ресурса работы оборудования, повышения надежности и безопасности его эксплуатации.

Эксплуатационные пределы — значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АЭС в целом, заданных проектом для нормальной эксплуатации.

Первый уровень действий предусматривает:

– действия для выяснения причин и корректирующие воздействия для устранения отклонения нормируемого показателя, которые должны быть реализованы настолько оперативно, насколько это практически возможно, но не более, чем за 7 сут после регистрации нарушения;

– переход к действиям второго уровня, если отклонения нормируемого показателя за пределы первого уровня не удастся устранить в течение 7 сут после регистрации нарушения при работе реактора на мощности.

Второй уровень действий соответствует предельному значению нормируемого показателя, при отклонении от которого существенное повреждение оболочек тепловыделяющих сборок, оборудования и трубопроводов КМППЦ может происходить в течение короткого периода времени, поэтому необходимо незамедлительное устранение нарушения.

Второй уровень действий предусматривает:

- снижение мощности реактора до 50 % номинальной в соответствии с технологическим регламентом по эксплуатации АЭС;

- при работе энергоблока при сниженном уровне мощности реактора реализацию действий для выяснения причин и корректирующих воздействий для устранения отклонения нормируемого показателя от эксплуатационного предела настолько оперативно, насколько это практически возможно, но не более чем за 3 сут после регистрации нарушения;

- допустимое время работы при сниженном уровне мощности, которое составляет 3 сут после регистрации нарушения. При невозможности достижения за указанное время значений нормируемых показателей качества воды КМПЦ, соответствующих эксплуатационным пределам, необходимо перейти к действиям третьего уровня.

Третий уровень действий соответствует предельному значению нормируемого показателя качества теплоносителя, при отклонении от которого не допускается эксплуатация энергоблока.

Третий уровень действий предусматривает:

- через 4 ч после подтверждения результатов химического анализа останов энергоблока с последующим расхолаживанием в соответствии с технологическим регламентом по эксплуатации АЭС.

После реализации второго или третьего уровня действий производится расследование в соответствии с требованиями «Положения о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций». При внезапном ухудшении качества теплоносителя, выводящем показатели качества на второй или третий уровни действий, минуя предыдущие, действия на этих уровнях начинаются с момента обнаружения нарушения.

При отклонениях значений показателей качества теплоносителя от контрольных уровней необходимо собрать статистические данные по отклонениям, произвести анализ источников поступлений примесей и анализ работы оборудования, выявить источник ухудшения качества и приступить к его устранению.

При работе энергоблока в энергетическом режиме отклонения нормируемых показателей от контрольных уровней должны быть устранены в течение 1 месяца. При невозможности приведения нормируемых показателей качества к контрольным уровням (при нали-

ции неустранимых объективных причин) для установления новых контрольных уровней должен быть подготовлен отчет с указаниями выявленных причин отклонения и программой корректирующих мероприятий, который представляется для рассмотрения в эксплуатационную организацию.

2.4.2. ВХР двухконтурных АЭС

Водно-химический режим первого контура двухконтурных АЭС

На двухконтурных АЭС в настоящее время используются реакторы ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200. Давление воды в реакторах ВВЭР-440 составляет 12,5 МПа, а в реакторах ВВЭР-1000 — 16,0 МПа.

В первом контуре двухконтурной АЭС основным источником поступления примесей в воду реактора является коррозия конструкционных материалов, причем, только реакторного контура. Оборудование реакторного контура изготавливается из аустенитных нержавеющей или перлитных сталей с плакировкой (покрытие поверхности слоем аустенитной стали), что приводит к поступлению в реакторную воду относительно небольших количеств оксидов металлов. Продукты коррозии реакторного контура при проходе их через активную зону активируются и, отлагаясь в дальнейшем на отдельных участках внутренних поверхностей контура, усложняют выполнение последующих ремонтных работ с проведением дорогостоящей дезактивации оборудования. Отложения внутри теплообменных трубок парогенератора снижают интенсивность теплообмена в нем и могут привести к уменьшению паропроизводительности энергоблока.

Важным фактором, во многом определяющим организацию эксплуатации реакторов ВВЭР, является борное регулирование. Жидкий поглотитель уменьшает неравномерность тепловыделения в активной зоне, что позволяет при тех же габаритных размерах повышать ее мощность. При этом медленные эффекты реактивности компенсируются за счет равномерно распределенного в воде бора, и только быстрые эффекты — за счет стержней системы управления и защиты реактора.

Водно-химический режим первого контура должен обеспечивать выполнение следующих функциональных требований:

- мягкое регулирование реактивности активной зоны реактора;
- подавление образования продуктов радиолитического распада при работе реактора на мощности;
- коррозионную стойкость конструкционных материалов оборудования и трубопроводов в течение проектного срока эксплуатации АЭС;
- минимальное количество отложений на поверхностях теплообменивающих элементов активной зоны реактора и парогенераторов;
- минимизацию накопления активированных продуктов коррозии.

Выполнение этих требований обеспечивается байпасной очисткой реакторной воды с использованием ионитных фильтров. Кроме того, подавление образования продуктов радиолитического распада осуществляется поддержанием концентрации водорода в пределах допустимого диапазона значений посредством непрерывного или периодического дозирования аммиака, радиолитически разлагающегося с образованием водорода и азота.

Поддержание необходимого рН в условиях борного регулирования требует дозирования щелочи КОН в реакторную воду. Стабилизация значений рН на необходимом невысоком уровне удачно разрешается добавлением в воду реактора не только КОН, но и NH_3 , т. е. организацией так называемого аммиачно-калиевого водно-химического режима, нейтрализующего химическое воздействие борной кислоты. При работе реактора на мощности при высоких температурах, когда степень диссоциации борной кислоты незначительна, мала и диссоциация гидроксида аммиака и его щелочные свойства выражены слабо. Главным нейтрализующим реагентом является при этом гидроксид калия. При снижении температуры усиливаются щелочные свойства NH_3 , что позволяет поддерживать необходимое значение рН без увеличения дозировки КОН.

Для ограничения концентрации кислорода в воде реактора требуется, прежде всего, заполнение его хорошо проаэрированной водой. Кроме того, для удаления из воды остаточного кислорода в нее дозируют гидразин с таким расчетом, чтобы создать в воде реактора избыточную концентрацию его не менее 20 мг/кг. Ограничение концентрации радиолитического кислорода в процессе работы реактора может быть достигнуто за счет дозирования в воду реактора газообразного водорода или какого-либо реагента, разла-

гающего в радиационных условиях с выделением газообразного водорода. Первое решение используется в зарубежных реакторах, второе реализуется в российских реакторах — в воду реактора вводят аммиак, в результате радиационного разложения которого выделяется водород, взаимодействующий с радиолитическим кислородом. Нормируемое количество дозируемого аммиака должно обеспечивать подавление радиолитического разложения, но не должно превышать значений, при которых создается опасность охрупчивания циркониевых сплавов в результате наводороживания.

Нормы качества теплоносителя, отклонения от нормируемых значений и эксплуатационные пределы при работе энергоблока на энергетических режимах приведены в табл. 2.16 и 2.17.

Таблица 2.16

Нормируемые показатели качества теплоносителя при работе реактора ВВЭР в энергетических режимах

Показатель	Допустимое значение	Уровень отклонения от допустимого значения		Эксплуатационный предел
		первый	второй	
Суммарная концентрация хлорид-иона и фторид-иона, мг/кг	$\leq 0,1$	–	0,1–0,15	$> 0,15$
Массовая концентрация растворенного кислорода, мг/кг	$\leq 0,005$	0,005–0,02	0,02–0,1	$> 0,1$
Массовая концентрация растворенного водорода, мг/кг	2,25–4,5	4,5–7,2 или 1,3–2,25	7,2–9,0 или 0,5–1,3	$> 9,0$ или $< 0,5$
Суммарная молярная концентрация щелочных металлов в зависимости от текущей концентрации борной кислоты	Устанавливается дополнительно			

Таблица 2.17

Диагностические показатели качества теплоносителя
при работе реактора ВВЭР на энергетических режимах

Показатель	Контрольный уровень
рН	5,8–10,3
Массовая концентрация, мг/кг:	
аммиака	$\geq 3,0$
железа	$\leq 0,05$
сульфат-иона	$\leq 0,2$
меди	$\leq 0,02$
нитрат-иона	$\leq 0,2$
кремниевой кислоты	$\leq 0,5$
общего органического углерода	$\leq 0,5$

Суммарная молярная концентрация щелочных металлов должна соответствовать текущей концентрации борной кислоты. Концентрация аммиака в теплоносителе должна поддерживаться на уровне, обеспечивающем концентрацию водорода в пределах 2,25–4,5 мг/кг. Установки очистки теплоносителя, оснащенные высокотемпературными или ионитными фильтрами, должны работать непрерывно при наличии циркуляции теплоносителя.

При отклонении показателей качества теплоносителя от нормируемых значений предусматриваются следующие уровни действий обслуживающего персонала в период работы энергоблока на энергетических режимах.

Первый уровень действий соответствует допустимой продолжительности работы энергоблока на энергетических режимах при отклонении одного или нескольких указанных в табл. 2.16 нормируемых показателей в пределах первого уровня, при этом продолжительность работы не должна превышать 7 сут с момента регистрации отклонения. При невозможности в течение 7 сут выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей необходимо снизить уровень мощности энергоблока до 50 %. Последующий подъем мощности возможен только после устранения отклонения и восстановления показателей до нормируемых значений согласно требованиям табл. 2.16 и 2.17.

Второй уровень действий соответствует допустимой продолжительности работы энергоблока на энергетических режимах при отклонении нормируемых показателей в пределах второго уровня, продолжительность работы не должна превышать 24 ч с момента регистрации отклонения. При невозможности в течение 24 ч выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей необходимо плано-во перевести энергоблок в состояние «реактор на минимально контролируемом уровне мощности». Последующий подъем мощности энергоблока до энергетических уровней возможен только после устранения отклонения и восстановления показателей до нормируемых значений согласно требованиям табл. 2.16 и 2.17 (кроме концентрации водорода). При превышении нормируемых показателей качества теплоносителя эксплуатационных пределов, указанных в табл. 2.16, энергоблок должен быть плано-во переведен в «холодное» состояние. При аммиачно-калиевом водно-химическом режиме и борном регулировании мощности для реакторов ВВЭР-1000 все реагенты дозируются в добавочную воду, которая подается в деаэратор.

2.4.3. Водно-химический режим парогенераторов АЭС

Водно-химический режим парогенераторов АЭС должен обеспечивать:

- минимальное количество отложений на теплообменной поверхности парогенераторов, в проточной части турбин и конденсатно-питательном тракте;
- предотвращение коррозионных и коррозионно-эрозионных повреждений конструкционных материалов парогенераторов, оборудования и трубопроводов второго контура.

В настоящее время наиболее распространенным материалом для изготовления трубок парогенераторов АЭС с ВВЭР является аустенитная нержавеющая сталь. Ее применение обусловлено высокой общей коррозионной стойкостью, что важно по условиям работы первого контура.

Парогенераторы второго контура АЭС с реакторами ВВЭР-440 работают при давлении 4,7 МПа, а с реакторами ВВЭР-1000 — при давлении 6,4 МПа.

Надежный водно-химический режим АЭС с ВВЭР требует очистки всего потока конденсата турбины, высокого качества добавоч-

ной воды, непрерывной байпасной очистки воды парогенератора. Байпасную очистку воды парогенератора можно проводить при полном или пониженном давлении.

В настоящее время для второго контура энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 предусматривается поддержание ВХР с коррекционной обработкой теплоносителя гидразингидратом и, при необходимости, с дополнительной обработкой аммиаком. При снижении рН продувочной воды ниже значения, соответствующего нейтральной среде, необходима дополнительная обработка рабочей среды гидроксидом лития.

Нарушением ВХР является отклонение качества продувочной воды парогенераторов от нормируемых значений (табл. 2.18), не устраненное в течение установленного времени. Нормируемыми показателями качества рабочей среды являются показатели, соблюдение которых обеспечивает проектный ресурс безопасной и надежной эксплуатации парогенераторов и оборудования второго контура без снижения экономичности. Диагностические показатели — это те показатели, которые дополнительно информируют персонал о правильности ведения ВХР и отклонения которых от нормируемых значений указывают на нарушение в работе технологических систем обеспечения ВХР.

Уровни действий при отклонении нормируемых показателей качества рабочей среды при работе энергоблока на мощности более 35 % номинальной совпадают с уровнями действий для реакторов двухконтурных АЭС.

Таблица 2.18

Нормы качества продувочной воды солевого отсека парогенераторов при эксплуатации энергоблока на мощности, превышающей 35 % номинальной

Показатель	Нормируемое значение	Уровень отклонения от нормируемого значения		Эксплуатационный предел
		первый	второй	
Нормируемые показатели				
1	2	3	4	5
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см	≤ 5	5–9	9–15	> 15

Окончание табл. 2.18

1	2	3	4	5
Концентрация, мкг/кг:				
натрия	≤ 300	500–1 000	1 000–1 500	$> 1 500$
хлорид-иона	≤ 100	100–300	300–500	> 500
сульфат-иона	≤ 200	200–600	600–1 000	$> 1 000$
Диагностический показатель	Контрольное значение			
рН при 25°С	8,5–9,2			

При снижении мощности энергоблока допускается увеличение в продувочной воде парогенераторов удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы и концентраций хлорид-ионов, сульфат-ионов, натрия, при этом допускается увеличение нормируемых показателей качества питательной воды до эксплуатационных пределов.

РАЗДЕЛ 3. СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ТЭС И АЭС

3.1. Расчет потребности ТЭС И АЭС в технической воде

При выполнении данного раздела необходимо:

- произвести выбор системы технического водоснабжения;
- рассчитать системы охладителей (площадь водохранилищ-охладителей, количество и типы градирен);
- выполнить компоновку системы, подобрать число и типы циркуляционных насосов;
- описать ВХР системы охлаждения.

Тепловые и атомные электрические станции являются крупным потребителями воды, основное количество которой поступает в конденсаторы паровых турбин для конденсации отработавшего пара. В среднем для конденсации 1 т отработавшего в турбине пара, в зависимости от времени года, приходится расходовать 50–60 т охлаждающей воды.

Кроме того, значительное количество воды подводится к воздухо- или газоохладителям электрогенераторов, воздухоохладителям питательных электронасосов, маслоохладителям турбин и вспомогательного оборудования, к системам охлаждения подшипников и вращающихся механизмов.

На ТЭС, сжигающих твердое топливо, техническую воду используют также в системе гидротранспорта золы и шлака.

Вода, используемая на ТЭС и АЭС для восполнения потерь в основном пароводяном цикле и тепловых сетях, тоже берется из системы технического водоснабжения.

На АЭС из-за более низких начальных параметров удельный расход пара на турбину примерно в 2 раза выше, чем на ТЭС, и при прочих равных условиях соответственно во столько же раз выше расход охлаждающей воды.

Суммарный расход технической воды на ТЭС и АЭС зависит от мощности станции, типа установленного оборудования, кратности охлаждения пара, температуры охлаждающей воды. Удельный расход охлаждающей воды на 1 кВт установленной мощности тем меньше, чем выше начальные параметры пара и чем больше единичная мощность турбин.

К особенностям системы охлаждения на АЭС можно отнести то, что на современных АЭС применяют, как правило, три автономные системы технического водоснабжения: систему охлаждения конденсаторов паровых турбин, систему охлаждения неотчетственных потребителей турбинного отделения, в которую могут входить и другие потребители, и систему охлаждения ответственных потребителей реакторного отделения и других, связанных с обеспечением безопасности АЭС.

Влияние температуры воды на работу оборудования ТЭС и АЭС весьма значительно. Так, повышение температуры воды, подаваемой на конденсаторы, на 10 °С приводит к снижению вакуума на 0,5 %, что равноценно снижению мощности турбины на 0,4 % и перерасходу пара на 0,5 %.

Водозаборные и очистные сооружения, насосные установки, водоводы, искусственные охладители при таких значительных расходах воды представляют собой весьма крупные сооружения. В связи с этим, место для строительства ТЭС и АЭС выбирают исходя из условий снабжения ее водой, соглашаясь с удалением электростанции от потребителей энергии и источников топлива.

В табл. 3.1 и 3.2 представлены сведения, необходимые для расчета потребности ТЭС или АЭС в технической воде [1]. Табл. 3.1 содержит данные по расходам охлаждающей воды на конденсацию отработавшего в турбинах пара.

Таблица 3.1

Расходы охлаждающей воды на конденсацию отработавшего в турбине пара

Тип турбины	Расход воды, м ³ /ч	Тип турбины	Расход воды, м ³ /ч
К-160-130	20 812	Т-110/120-130	16000
К-210-130	25 000	Т-175/210-130	24800
К-220-44-1	48 940	Т-180/210-130	22000
К-300-240	33 500	Т-250/300-240	28000
К-500-240	55 000	ПТ-135/165-130/15	12400
К-500-60/3000	82 880	ТК-450/500-60	60000
К-800-240	73 000	ТК-330-240	30000
К-1200-240	108000	ПТ-60/75-130/13, ПТ-80/100-130/13	8000
К-1000-60/1500	166000		

В табл. 3.2 приведены расходы воды на различные нужды ТЭС и АЭС по отношению к ее расходу на конденсацию отработавшего пара в процентах.

Таблица 3.2

Расходы охлаждающей воды
на производственные и технические нужды станции

Потребление технической воды на процессы	Расход воды, %
Конденсация пара	100 %
Охлаждение турбогенераторов и крупных электродвигателей	2,5–4,0 %
Охлаждение масла в системе турбоагрегатов и питательных насосов	1,2–2,5 %
Охлаждение подшипников и вспомогательных механизмов	0,3–0,8 %
Гидротранспорт золы и шлака	0,1–0,5 %
Восполнение внутренних утечек в основном цикле электростанции	По результатам расчета ВПУ
Расходы систем ответственных потребителей АЭС	
Теплообменники контура расхолаживания	0,5–0,6 %
Охлаждение бассейна выдержки отработавшего топлива	1,0–1,2 %
Охлаждение бассейна перегрузки топлива	0,3–0,5 %
Охлаждение продувки реакторов и парогенераторов	0,2–0,4 %
Расход воды на спринклерные установки	0,3–0,6 %

На основании полученной общей потребности электростанции в технической воде производится выбор конкретной системы технического водоснабжения.

В случае использования прямоточной системы охлаждения необходимо привести четкое обоснование, подтверждающее возможность использования на данной ТЭС или АЭС такой системы (см. раздел 3.2 «Характеристика систем охлаждения»).

При выборе оборотной системы с водоемом-охладителем необходимо произвести расчет площади водохранилища и дать его описание (см. раздел 3.2 «Оборотная система с водохранилищем»). Ис-

пользование в качестве охладителя градирни потребует расчета и выбора необходимого количества типовых градирен (см. раздел 3.2 «Оборотная система с градирнями»).

3.2. Характеристика систем охлаждения

При проектировании ТЭС и АЭС системы технического водоснабжения выбираются в зависимости от характеристики источника водоснабжения, типа электростанции и общего расхода охлаждающей воды.

Возможны два основных варианта водоснабжения электростанции: прямоточная и обратная с прудами-охладителями, градирнями или брызгальными устройствами. Встречаются также сочетания различных систем.

Прямоточная система. Для охлаждения в различных технологических процессах на ТЭС и АЭС наиболее эффективным решением являются прямоточные системы, использующие в качестве источника водоснабжения крупные реки, озера, моря (рис. 3.1). Вода забирается из природного источника и после использования на электростанции сбрасывается в тот же источник.

Такая система позволяет получить более глубокий вакуум в турбине по сравнению с другими системами охлаждения. В прямоточных системах охлаждающая вода проходит через конденсатор однократно. Учитывая, что нагрев воды в конденсаторе составляет порядка 6–12 °С и количество воды огромно, необходимо предусматривать меры по сведению влияния этой теплоты на экологическую обстановку в водоеме к минимуму. Использование реки в качестве источника водоснабжения системы охлаждения по санитарным нормам разрешено в том случае, если дебит реки в створе забора воды в три-четыре раза и более превышает потребность электрической станции в технической воде. В этом случае выполняется требование, согласно которому тепловые сбросы не должны вызывать повышения собственной температуры водоема более чем на 5 °С летом и на 3 °С зимой.

Для забора воды у реки устанавливают береговую насосную с водоприемником, который включает установку механической очистки от крупных загрязнений и водорослей.

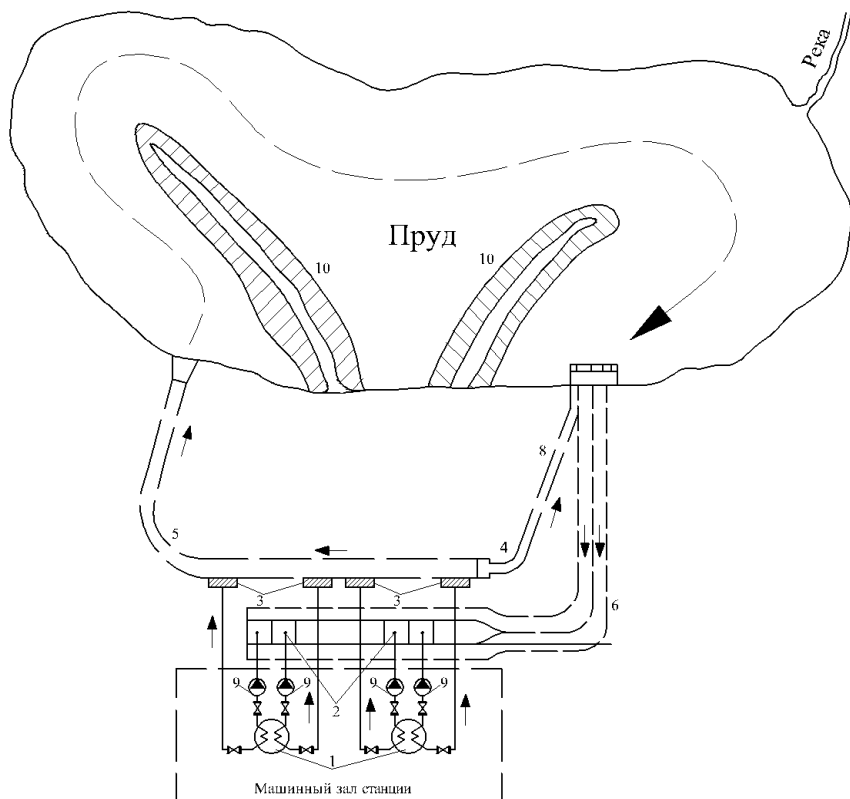


Рис. 3.2. Схема оборотного водоснабжения с прудом-охладителем:
 1 – конденсатор турбины; 2 – приемные колодцы; 3 – сливные колодцы;
 4 – переключательный колодец; 5 – сливной самотечный канал; 6 – приемные самотечные каналы; 7 – водозаборное устройство; 8 – перепускной канал;
 9 – циркуляционные насосы; 10 – струенаправляющая дамба

Главный корпус электростанции располагают в непосредственной близости от берега водохранилища ближе к плотине. Циркуляционные насосы, как правило, располагают в специальном отдельном здании береговой насосной станции. Водозабор осуществляется в наиболее глубоком месте водохранилища (обычно около плотины) и оборудуется специальными защитными сетками.

Вода после конденсаторов турбины сливается по сбросным каналам в водохранилище на таком расстоянии от места водозабора, чтобы, пройдя путь до него, она успела охладиться.

Охлаждение воды происходит за счет испарения ее с поверхности и конвективного теплообмена с воздухом (если температура воздуха ниже температуры воды).

Требуемая для охлаждения воды площадь водохранилища зависит от мощности электростанции, ее КПД, конфигурации и глубины водохранилища, климата района. Наливным водохранилищам придают такую форму, которая позволила бы эффективно использовать всю их акваторию.

Не вся поверхность водохранилища используется одинаково эффективно для охлаждения воды. Кроме площади, занимаемой транзитным потоком, существуют застойные, водоворотные зоны. Активной называется площадь водохранилища (F_a), используемая для охлаждения воды. В зависимости от его конфигурации она может оставлять от 50 до 90 % общей площади $F_{\text{общ}}$. Глубина водоема не менее 3,5–4 м.

Для более полного использования поверхности водоема сооружают струенаправляющие дамбы. Для оценки необходимой активной площади водоема можно использовать зависимость

$$F_a = KF_{\text{общ}}, \text{ км}^2.$$

Активная площадь – площадь поверхности водоема, в которой имеются только транзитные (движущиеся) потоки. Форма пруда учитывается коэффициентом использования водоема K .

При правильной, вытянутой форме $K = 0,8–0,9$; при неправильной $K = 0,6–0,7$; при округленной $K = 0,4–0,5$.

Рациональной считается вытянутая форма, при которой нагретая в конденсаторе турбины вода сбрасывается в водохранилище на значительном расстоянии от места забора (10 км и более)

Общую площадь водоема можно оценивать по зависимости

$$F_{\text{общ}} = f_{\text{уд}} N_{\text{э}},$$

где $f_{\text{уд}}$ принимают в пределах (8–9 м²) на 1 кВт установленной мощности ТЭС и (9–10 м²) – для АЭС.

К преимуществам использования водоемов-охладителей перед градирнями можно отнести: надежность технического водоснабжения, более низкие и устойчивые температуры охлаждающей воды,

значительно меньшие потери воды на испарение в охладителе, большую простоту эксплуатации в системы (особенно зимой), меньшую высоту подъема охлаждающей воды (4–8 м), значительно более низкий расход электроэнергии на перекачку, возможность комплексного использования водоема для рыбоведения, орошения сельскохозяйственных угодий.

Брызгальные бассейны (рис. 3.3) представляют собой искусственные открытые бассейны, над которыми расположена система трубопроводов, по которой подается вода на охлаждение. На выходе из трубопроводов установлены многочисленные сопла-распылители, с помощью которых осуществляется увеличение поверхности контакта охлаждаемой воды с охлаждающим воздухом.

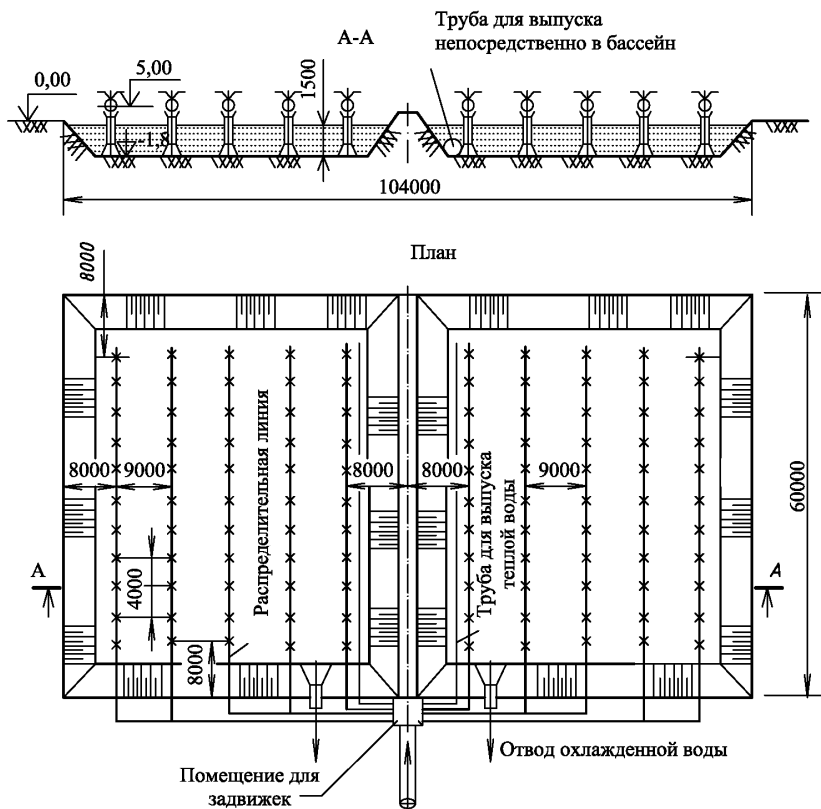


Рис. 3.3. Брызгальный бассейн

Это способствует повышению обоих эффектов охлаждения – испарительного и конвективного. Глубина бассейна регламентирована – не менее 1,5 м, что позволяет поддерживать его температуру на допустимом уровне во все времена года. Для уменьшения уноса капель ветром расстояние от крайних сопел до бортов бассейна должно быть более 7 м. Повышенный унос капель требует увеличенной подпитки бассейна (дополнительные затраты). Однако наличие ветра повышает эффективность охлаждения. Брызгальные бассейны могут явиться причиной туманов, следствием которых будет обледенение близлежащих зданий и сооружений в зимнее время. Преимуществом брызгальных бассейнов, по сравнению с прудами-охладителями, является небольшая территория, которую они занимают (в 30–40 раз меньше, чем пруды-охладители). Охлаждение нагретой воды в брызгальных бассейнах происходит за счет испарения и конвективного теплообмена с воздухом. При их использовании на энергетических блоках большой мощности, как правило, не удастся поддерживать столь же высокий вакуум в конденсаторах турбин. Потому брызгальные бассейны на АЭС нашли широкое применение как охладители в автономных системах охлаждения ответственных потребителей.

Система оборотного охлаждения с градирнями. На вновь строящихся ТЭС и АЭС наибольшее распространение (до 70 %) получили системы оборотного охлаждения с градирнями, в которых один и тот же объем воды используется многократно и требуется лишь небольшой добавок воды для восполнения потерь в охлаждающих устройствах (рис. 3.4). В градирнях температура оборотной воды снижается за счет испарения части подогретой в конденсаторе воды и конвективного теплообмена при контакте с воздухом, затем вода вновь подается в теплообменники – конденсаторы. Часть оборотной (охлаждающей) воды в градирнях теряется за счет испарения ($P_{\text{исп}} = 1\text{--}1,5\%$), часть – капельного уноса ($P_{\text{ун}} = 0,1\%$ – в градирнях с влагоуловителем и $P_{\text{ун}} = 0,5\%$ – без влагоуловителя). Испаряемая влага является чистой водой, поэтому за счет испарения солесодержание воды в оборотной системе повышается. Регулирование солесодержания осуществляется методом водообмена с помощью продувки системы $P_{\text{прод}}$.

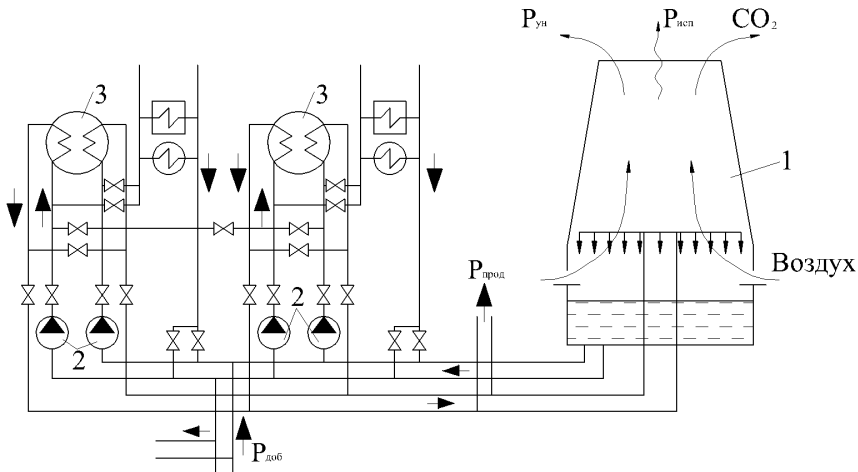


Рис. 3.4. Схема обратного охлаждения конденсатора с градирней
 1 – градирня; 2 – циркуляционный насос; 3 – конденсатор; $P_{исп}$, $P_{ун}$ – потери воды в градирне на испарение и унос; $P_{прод}$ – продувка оборотной воды; $P_{доб}$ – добавка в систему свежей воды

Потери с продувкой обусловлены необходимостью поддержания заданной концентрации соли в охлаждающей воде на уровне предотвращающей накипеобразование в трубках конденсатора. Как правило, потери с продувкой не превышают 3 %.

С учетом всех указанных потерь величина подпитки системы охлаждения составит

$$P_{пот} = P_{исп} + P_{ун} + P_{пр},$$

Градирни занимают значительно меньшие площади, чем другие охлаждающие устройства оборотного снабжения технической воды. Однако при этом они должны обеспечивать эффективность охлаждения, связанную с этим тепловую экономичность электростанции. На ТЭС и АЭС применяют башенные градирни, в которых система раздачи охлаждаемой воды расположена внутри башни. Градирня состоит из следующих основных частей: вытяжной башни, водораспределительной системы, оросителя, водосборного бассейна и влагоулавливающего устройства. От высоты башни зависит

эффективность вентиляции внутреннего объема градирни с естественной тягой (без использования вентиляторов для организации принудительной вентиляции градирни).

Вода под давлением 15–20 кПа подается к оросительному устройству, расположенному на высоте 10–20 м по системам трубопроводов, расположенных по радиальным или прямоугольным схемам, предусматривающим возможность отключения половины градирни или отдельных участков оросителя для проведения ремонтных работ. Подвод воды в систему водораспределения осуществляется через железобетонный стояк в центре градирни, в градирнях большой производительности – через несколько стояков, расположенных в периферийных зонах.

Оросительное устройство является основным рабочим элементом градирни. Вода после конденсаторов турбины подается на оросительное устройство, в котором разделяется на капли, струи или пленки и стекает вниз навстречу воздуху, поступающему через боковые отверстия внизу вытяжной башни. В результате взаимодействия с воздухом вода охлаждается за счет конвективного теплообмена и испарения.

Нагретый и насыщенный водяными парами воздух отводится вверх через вытяжную башню. Уровень воды в подводящем канале насосной станции практически постоянен, геометрический напор насосов составляет 12–18 м.

Глубина водосборного бассейна составляет 2 м.

При выборе числа башенных градирен на территории ТЭС и АЭС основной характеристикой является плотность орошения, которая характеризует отношение расхода циркулирующей воды $G_{ц}$ к площади оросителя $F_{ор}$:

$$q = \frac{G_{ц}}{F_{ор}},$$

где $G_{ц}$ – определяется расчетом по табл. 3.2 в м³/ч;

q – плотность орошения для пленочных градирен в зависимости от конструктивных особенностей равна $q = 6–10$ м³/(м²/ч), для многосекционных – до 20 м³/(м²/ч).

Определив количество циркулирующей воды $G_{ц}$ и задав плотность орошения q , можно оценить общую площадь оросителя для охлаждения данного количества воды:

$$F_{ор}^{общ} = \frac{G_{ц}}{q}, \text{ м}^2.$$

Исходя из условий, что на электростанции устанавливается не менее двух градирен, по табл. 3.3 выбирают необходимое количество типовых железобетонных пленочных градирен.

Таблица 3.3

Основные конструктивные характеристики типовых градирен (АТЭП)

№ п/п	Площадь оросителя, м ²	Производительность, м ³ /ч	Геометрические размеры градирен		
			Высота, м	Основание, м	Устье, м
1	1 600	8 500–11 000	55	46	30
2	2 100	11 500–14 500	67	52	32,5
3	2 600	15 000–18 500	72	63,5	35,6
4	3 200	18 500–22 500	82	71	39
5	4 000	23 000–30 000	90	76,5	43
6	6 400	30 500–50 000	110	87	55
7	9 400	50 500–80 000	150	105	73
8	18 000	80 500–180 000	180	140	105

3.3. Система охлаждения ответственных потребителей

Система технического водоснабжения потребителей реакторного отделения предназначена для отвода теплоты от активной зоны реактора к конечному поглотителю, от бассейна выдержки, промконтур, ряда вентиляционных систем, систем СВО, дизель-генераторов, а также для охлаждения механизмов систем безопасности.

Система совмещает функции обеспечения системы безопасности (отвод теплоты от активной зоны через теплообменник САОЗ, охлаждение механизмов систем безопасности) и системы нормальной эксплуатации (отвод теплоты от промконтур, бассейна выдержки и т. п.).

Все элементы системы относятся к 1-й категории сейсмостойкости. Энергоснабжение оборудования системы осуществляется от сети надежного питания второй категории.

Система проектируется на основе следующих требований:

- выполнять свои функции в любой аварийной ситуации, включая ситуации, происходящие в условиях полного обесточивания атомной станции;

- иметь трехканальную структуру, т. е. соответствовать структуре технологических систем (аварийного впрыска бора, аварийного расхолаживания и т. п.) 1-го контура;

- иметь возможность контроля и испытаний ее в любых режимах нормальной эксплуатации без нарушения ее функциональных свойств;

- иметь возможность вывода ее в ремонт в любом режиме нормальной эксплуатации (в составе канала СБ);

- работать в течение всего требуемого периода времени нахождения топлива в реакторе или бассейне выдержки);

- обеспечивать температуру подаваемой в реакторное отделение воды в диапазоне 5–33 °С во всех режимах работы.

К системе технического водоснабжения реакторного отделения, как к обеспечивающей безопасность, не предъявляется требований по обеспечению отвода теплоты промконтура, бассейна выдержки, работы вентиляционных систем герметичной оболочки в аварийных ситуациях.

Однако в аварийных ситуациях, не связанных с повышением давления выше 0,3 кгс/см², теплообменники указанных систем не отключаются, и сохраняется возможность охлаждения водой потребителей под оболочкой.

Расчетные параметры системы (давление и температура):

- напорные трубопроводы — 6 кгс/см² (0,6 МПа), 306°К (33 °С);

- сливные трубопроводы (от потребителей воды до теплообменника САОЗ) — 6 кгс/см² (0,6 МПа), 318 К (45 °С);

- сливной трубопровод (за теплообменником САОЗ) — 6 кгс/см² (0,6 МПа), 343 К (70 °С).

Система охлаждения принята оборотной, изолированной от внешних водоемов, грунтовых вод и других систем водоснабжения с охлаждением технической воды, например, в брызгальных бассейнах.

Принципиальная схема водоснабжения для одного канала реакторного отделения представлена на рис. 3.5.

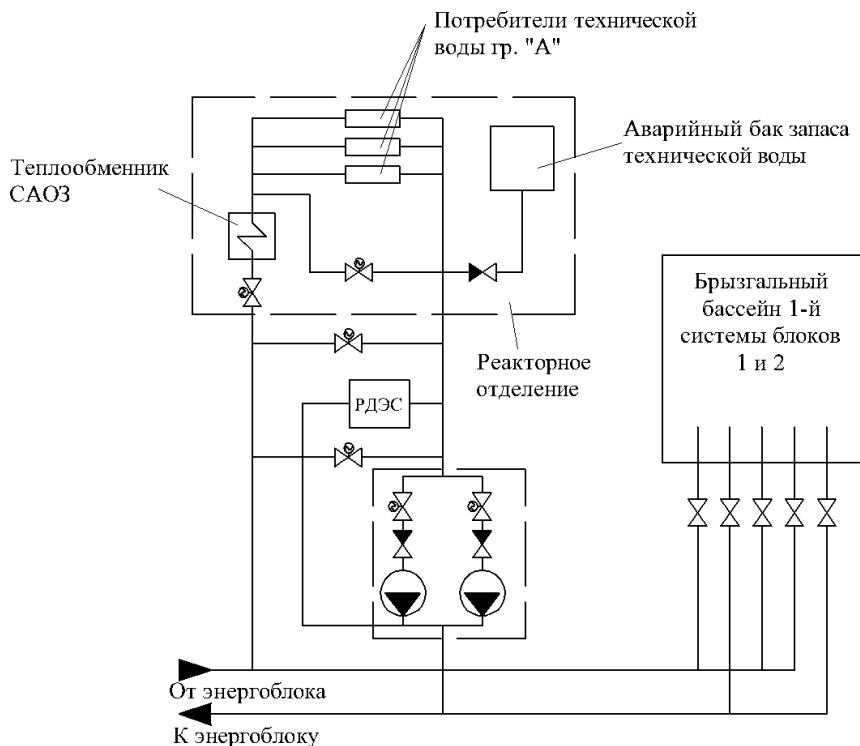


Рис. 3.5. Принципиальная схема систем охлаждения и технического водоснабжения реакторного отделения (на схеме условно показан один канал)

В соответствии с действующими положениями, на каждый энергоблок АЭС предусматривается три или четыре независимых канала системы охлаждения и технического водоснабжения реакторного отделения, обеспечивающих работу энергоблока в режимах номинального и планового расхолаживания, а также в аварийных ситуациях.

В состав каждого канала системы входит следующее оборудование:

- четыре насоса, которые установлены на блочной насосной станции и предназначены для водоснабжения потребителей одного из каналов систем безопасности и систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности;

- бак аварийного запаса технической воды, в котором содержится объем технической воды, необходимый для обеспечения запуска дизель-генератора;

- трубопроводы и арматура.

Каждый канал системы технического водоснабжения ответственных потребителей связан отдельным трубопроводом со следующими потребителями:

- системой охлаждения подшипников и электродвигателей аварийных питательных электронасосов;

- теплообменниками системы аварийного охлаждения зоны;

- системой охлаждения подшипников вентиляционных агрегатов;

- системой охлаждения подшипников и электродвигателей насосов аварийного ввода бора;

- системой охлаждения подшипников и электродвигателей насосов аварийного расхолаживания зоны;

- системой охлаждения подшипников и электродвигателей насосов спринклерной системы;

- системой охлаждения теплообменных аппаратов вентиляции;

- теплообменным оборудованием компрессорных пневмоприводов;

- системой охлаждения потребителей системы специальной газоочистки;

- системой охлаждения подпиточного насоса 1-го контура;

- системой охлаждения теплообменников промежуточного контура главных циркуляционных насосов;

- теплообменным оборудованием дизель-генераторов.

В качестве конечного поглотителя отведенной от реакторного отделения теплоты используются брызгальные бассейны. Можно также использовать естественные водоемы (озеро, море).

Брызгальные бассейны рассчитаны на сейсмические воздействия, и их выбор в качестве охладителей обусловлен требованиями к обеспечению повышенной надежности эксплуатации системы с учетом внешних воздействий.

От реакторного отделения техническая вода отводится для охлаждения в брызгальных бассейнах по магистральным водоводам. Магистральные водоводы одноименных каналов системы энергоблоков объединяются и идут на соответствующие секции бассейнов. К ним подключены трубопроводы резервной и основной сис-

тем подпитки, а также сбросы после доочистки бытовых стоков системы СВО и водостоков с кровли здания этой системы.

В периоды низких температур наружного воздуха предусмотрен холостой сброс воды в брызгальный бассейн (без разбрызгивания). При этом температура воды в бассейне регулируется открытием задвижки на линии холостого сброса. Максимальная температура охлажденной технической воды может достигать 33 °С.

Емкость брызгальных бассейнов выбирают исходя из создания теплоаккумулирующей способности охладителя в течение 3 ч (учитывая неравномерность по времени сброса тепла при расхолаживании) и обеспечения возможности работы без подачи подпиточной воды в течение нормативного времени (24 ч), необходимого для ремонта и восстановления любой из системы подпитки.

Подпиточная вода для восполнения потерь на испарение и унос ветром подается с предварительной обработкой на СВО из водохранилища — основной системы подпитки.

В качестве подпитки брызгальных бассейнов используются также дебалансные воды систем СВО и очищенные воды хозяйственной канализации «грязной» зоны. Сбросы поступают через контрольные баки с дозиметрическим контролем. Требуемое количество обеспечивается за счет химобработки подпиточной воды, в связи с чем продувка брызгальных бассейнов не предусматривается.

Охлажденная техническая вода самотеком подводится к водоприемникам насосных станций, затем проходит через вращающиеся водоочистные сетки на всас насосов и далее к потребителям реакторного отделения и на охлаждение дизель-генераторов.

В нормальном режиме работы блока в каждом канале должно быть не менее трех работоспособных насосов из четырех. Один из трех работоспособных насосов находится в работе.

После потребителей турбинного отделения, реакторного отделения и спецкорпуса вода технического водоснабжения ответственных потребителей поступает в сбросной канал.

Для регулирования температуры воды промежуточного контура систем аварийного охлаждения зоны на каждом канале системы технического водоснабжения ответственных потребителей предусмотрены регуляторы.

Для локализации трубопроводов подачи воды технического водоснабжения каждого канала в герметичную часть реакторного от-

деления установлено пять локализирующих отсечных клапанов: два на напорном трубопроводе и три на сливном трубопроводе.

При возникновении аварийной ситуации, связанной со срабатыванием технологических защит реактора или обесточиванием блока, все группы насосов запускаются по программе автоматического ступенчатого пуска, тем самым обеспечивая подачу технической воды к потребителям по трем независимым каналам.

В пределах реакторного отделения техническая вода подается на охлаждение потребителей. На напорном трубопроводе установлен бак аварийного запаса технической воды, обеспечивающий подачу технической воды на период перехода от электропитания собственных нужд на надежное питание в процессе ступенчатого пуска.

Для обеспечения надежного охлаждения теплообменника САОЗ параллельно потребителям технической воды в реакторном отделении предусмотрена перемычка с регулирующим клапаном. Регулятор поддерживает во всех режимах работы блока расход через теплообменник САОЗ, равный 3 000 м³/ч.

3.4. Схемы соединений насосов, конденсаторов и охладителей

В системах технического водоснабжения ТЭС и АЭС с подачей воды насосами схемы соединения насосов, конденсаторов и охладителей можно разделить на напорные (блочные, централизованные, смешанные) и напорно-самотечные.

Для забора воды из реки и водохранилища устанавливают береговую насосную с водоприемником, который включает в себя установку механической очистки от крупных предметов и водорослей. В зимнее время к водоприемнику подводят часть теплой воды из сборного колеса. На береговых насосных АЭС кроме основных циркуляционных насосов устанавливают аварийные насосы для снабжения водой ответственных потребителей. Они имеют автономное включение.

В системах оборотного охлаждения с градирнями сооружают одну или две насосные станции, расположенные у постоянного торца машинного зала главного корпуса ТЭС или АЭС.

Существует два вида компоновки циркуляционных насосов с конденсаторами турбин:

- блочный;
- централизованный.

При блочной схеме (рис. 3.6) каждый насос по индивидуальному напорному трубопроводу подает воду непосредственно в свой конденсатор или на изолированную его секцию. Нагретая вода по сливному трубопроводу и сбросному каналу отводится в источник водоснабжения или охладитель, а при использовании градирен – по напорным водоводам в систему их водораспределения. В блочных схемах трубопроводная арматура, как правило, не устанавливается, что позволяет упростить напорные коммуникации, снизить гидравлические потери в системе, облегчить работу двигателя при пуске и исключить гидроудар при внезапном останове насосов. Однако отсутствие технологических связей между блоками исключает возможность маневрирования и резервирования насосного оборудования и предъявляет повышенные требования к надежности насосов, так как выход из строя одного из них приводит к снижению мощности энергоблока.

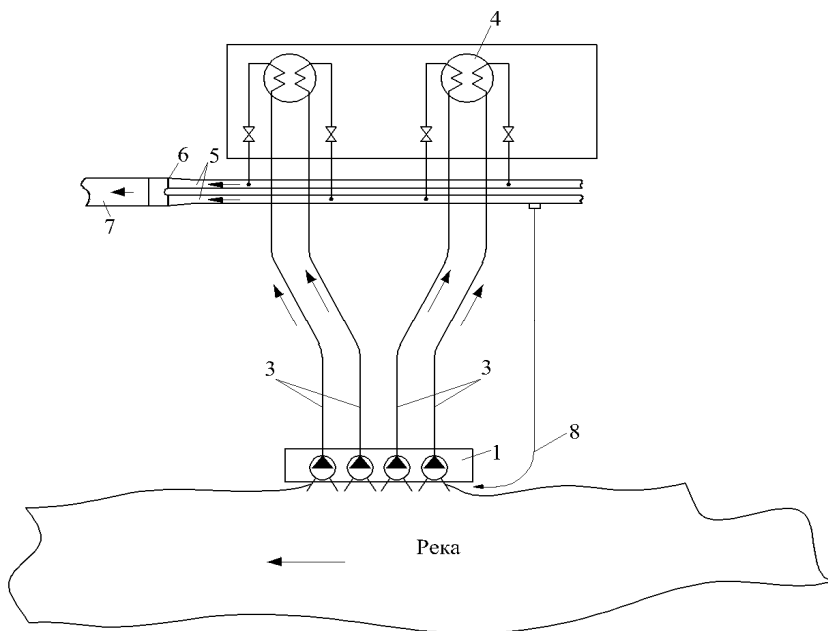


Рис. 3.6. Блочная схема компоновки циркуляционных насосов с конденсаторами турбин:
 1 – береговая насосная; 2 – камера задвижек и обратных клапанов; 3 – напорные трубопроводы; 4 – конденсаторы турбин; 5 – закрытые отводящие каналы;
 6 – сооружение для регулирования уровня воды в закрытом отводящем канале;
 7 – открытый отводящий канал; 8 – водовод обогрева водоприемника

Для блочных электростанций число циркуляционных насосов на один блок устанавливается не менее двух с суммарной подачей равной необходимому расходу охлаждающей воды без резерва.

В централизованных схемах (рис. 3.7) насосы работают параллельно на один или несколько магистральных водоводов, от которых вода подается в конденсаторы турбин. Теплая вода по сливным водоводам, сбросным закрытым и открытым каналам поступает обратно в источник или искусственный охладитель. На напорных трубопроводах за насосами устанавливаются обратные затворы и задвижки, а перед и за конденсаторами и перед охладителями – только задвижки.

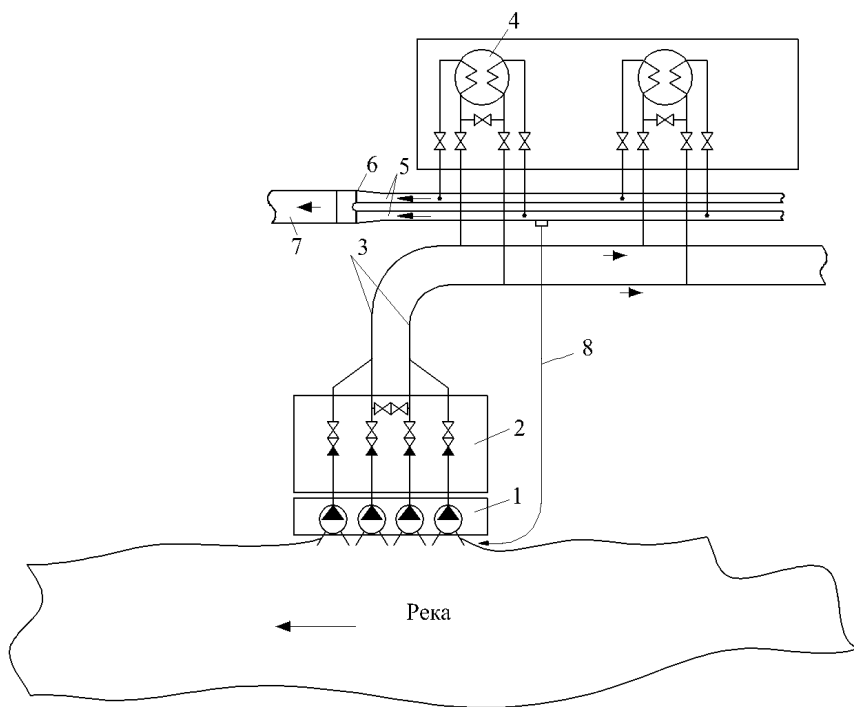


Рис. 3.7. Централизованная схема компоновки циркуляционных насосов с конденсаторами турбин:

- 1 – береговая насосная; 2 – камера задвижек и обратных клапанов; 3 – напорные трубопроводы; 4 – конденсаторы турбин; 5 – закрытые отводящие каналы; 6 – сооружение для регулирования уровня воды в закрытом отводящем канале; 7 – открытый отводящий канал; 8 – водовод обогрева водоприемника

Централизованные схемы позволяют регулировать расход охлаждающей воды отключением насосов, допускают резервирование насосов и перераспределение нагретой воды между охладителями, что положительно влияет на надежность системы, однако вследствие сложности коммуникаций, увеличенных потерь напора и сложных переходных процессов, на современных ТЭС и АЭС с крупными энергоблоками применяются редко, они получили наибольшее распространение на ТЭЦ с турбинами малой и средней мощности.

Вода подается обычно по двум магистральным трубопроводам, прокладываемым параллельно фронту турбинного отделения, из которых отводится к конденсаторам. При такой схеме в насосной станции устанавливают не менее четырех циркуляционных насосов, с суммарной подачей равной расчетному расходу воды без резерва, работающих на общую сеть. Резервный насос предусматривается только при морском водоснабжении.

Давление, развиваемое циркуляционными насосами, определяется потерей давления на преодоление геодезической высоты подачи воды и гидравлическим сопротивлением системы (на преодоление гидравлического сопротивления конденсатора затрачивается порядка 50 % давления развиваемого циркуляционными насосами).

Циркуляционные насосы являются основным элементом в системах с принудительной циркуляцией и заставляют теплоноситель двигаться внутри системы. Они помогают преодолеть сопротивления в трубе. Циркуляционный насос характеризуется, во-первых, объемной подачей, т. е. скоростью перекачки воды, измеряемой в кубометрах в час, во-вторых, напором, который указывает, на какую высоту он способен поднять воду – измеряется в метрах. Зависимость напора от подачи приводится в описании любого насоса, из которого можно судить о применимости данного насоса в выбранной системе циркуляции.

При выборе циркуляционного насоса необходимо знать:

- условия эксплуатации (температура теплоносителя; вещество, используемое в качестве теплоносителя; диаметры трубопроводов);
- производительность;
- напор.

При подборе насоса необходимо учитывать гидравлические потери, возникающие в трубопроводах при полученной скорости циркуляции.

Циркуляционные насосы имеют большую подачу со сравнительно малым напором (для береговых насосных станций 4–8 м, для систем охлаждения с градирнями 12–18 м). Подача насосов определяется при их работе в летнее время. Используют осевые и центробежные насосы с рабочим колесом одно и двухстороннего входа. При устройстве береговых насосных станций устанавливаются осевые или центробежные насосы вертикального типа. В табл. П9 и П10 представлены основные типы циркуляционных насосов для ТЭС и АЭС.

3.5. Водный режим систем охлаждения ТЭС и АЭС

Качество воды, используемой в системах водяного охлаждения ТЭС и АЭС, не нормируется какими-либо количественными показателями. В «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭС) приведены лишь допустимые концентрации некоторых реагентов, применяемых для обработки охлаждающей воды от минеральных и биологических отложений. Таким образом, помимо температуры, которая не должна превышать величину, обеспечивающую нормальное охлаждение конденсаторов турбин, основные требования к качеству охлаждающей воды сводятся к тому, чтобы она не вызывала образования в системе охлаждения нежелательных отложений, а также коррозии конструкционных материалов. Естественно, что при столь больших расходах воды, охлаждающей конденсаторы, масло- и газоохладители, неправомерно ставить вопрос о ее тщательной очистке с удалением всех примесей, склонных к образованию отложений и коррозионному воздействию на материалы охлаждающей системы.

Критерием чистоты поверхности охлаждения конденсаторов турбин и основным показателем для проведения химических очисток трубной системы конденсаторов является разность между температурой охлаждающей воды и конденсата.

Увеличение этой разницы связано с уменьшением теплопередачи, а это в свою очередь с образованием в трубной системе конденсаторов биологических и минеральных отложений.

Способ обработки воды в целях предотвращения загрязнения конденсаторов турбин выбирается в зависимости от характера отложений, качества охлаждающей воды и условий работы системы охлаждения.

Качество охлаждающей воды в прямоточной системе и оборотной с водохранилищем обычно такое же, как и в природной воде источника водоснабжения. Чтобы не нарушить жизнедеятельность организмов, обитающих в этой воде, химическую обработку охлаждающей воды прямоточных систем необходимо проводить с особой осторожностью. Основной целью такой обработки является устранение биологических обрастаний конденсаторов турбин и магистральных трубопроводов.

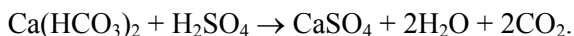
Для оборотных систем охлаждения с градирнями и брызгальными бассейнами характерно образование минеральных отложений, состоящих в основном из карбоната кальция. Это объясняется тем, что охлаждение за счет испарения сопровождается выделением свободной угольной кислоты, повышением концентрации растворенных примесей и ионов CO_3^{2-} . В результате упаривания и уноса части воды происходит увеличение общего солесодержания охлаждающей воды, возрастает концентрация ионов кальция. Многократная циркуляция воды в системе охлаждения препятствует установлению углекислотного равновесия, а рост концентраций ионов CO_3^{2-} и Ca^{2+} создает условия для выделения на поверхностях охлаждения карбоната кальция CaCO_3 .

Так как теплопроводность кальциевых отложений на порядок меньше теплопроводности металла конденсаторных трубок, с ростом толщины накипи на них повышается температура конденсации пара, что приводит к снижению вакуума в конденсаторе. Ухудшение вакуума на 1 % потребует увеличения расхода пара на 1,4 % для поддержания номинальной мощности энергоустановки. Таким образом, отложения в трубной системе конденсатора приводят к значительному пережогу топлива при выработке электроэнергии.

Основу методов предотвращения накипеобразования в оборотных системах охлаждения составляет соблюдение условия, обеспечивающего предотвращение выпадения карбоната кальция за счет воздействия на: коэффициент упаривания воды в системе, карбонатную жесткость добавочной воды, предельно допустимую карбонатную жесткость циркуляционной воды или одновременно на часть или все эти показатели. На ТЭС и АЭС находят применение следующие методы:

- продувка, т. е. сброс некоторой части циркуляционной воды из системы водоснабжения;
- подкисление – обработка воды серной кислотой;
- фосфатирование воды полифосфатами или оксиэтилидендифосфоновой кислотой (ОЭДФК);
- комбинированная обработка (H₂SO₄ и фосфаты);
- известкование воды совместно с подкислением и фосфатированием.

Подкисление циркуляционной воды проводится в целях частичного снижения J_k до значения, равного или несколько ниже $J_{k,пред}$, с использованием H₂SO₄ в качестве наиболее дешевого и доступного реагента. Введенная в воду кислота разлагает гидрокарбонат кальция по реакции



В дополнение к разрушению потенциального накипеобразователя Ca(HCO₃)₂ при подкислении выделяется CO₂, который стабилизирует оставшуюся часть гидрокарбоната кальция ($J_{k,ост}$). Последний служит буфером, предохраняющим систему от переокисления воды и соответственно от интенсификации коррозии.

Рекомендуется выбирать такой режим подкисления, при котором значение $J_{k,ост}$ было бы не ниже 1,0 мг-экв/дм³. При вводе концентрированной кислоты необходимо обеспечить хорошее перемешивание ее с водой.

Процесс подкисления нежелателен при большой щелочности добавочной воды, так как при этом значительно повышается концентрация сульфатов в охлаждающей воде и возрастает опасность образования отложений CaSO₄ в трубках конденсаторов и усиление сульфатной коррозии материалов систем оборотного охлаждения.

Фосфатирование охлаждающей воды в системах охлаждения производится в целях торможения процесса образования твердой фазы CaCO₃. Фосфаты замедляют ее дальнейший рост, увеличивают допустимую степень пересыщения раствора и тем самым стабилизируют воду.

Для обработки охлаждающей воды, находят применение также следующие реагенты: *ингибитор отложений минеральных солей* (ИОМС), представляющий собой натриевую соль аминотилена-

фосфоновой кислоты, и ингибитор ПАФ-13А (линейный полимер с функциональной группой $\text{CH}_2\text{PO}(\text{OH})_2$).

Как и ОЭДФК, ингибиторы ИОМС и ПАФ-13А обладают «пороговым» эффектом, способным препятствовать росту кристаллов труднорастворимых солей за счет адсорбции на микроразростах кристаллизующейся соли, обеспечивая стабильность перенасыщенного раствора. Одновременно фосфорорганические ингибиторы обеспечивают постепенное разрушение структуры карбонатных отложений и их удаление. Дозы ИОМС и ПАФ-13А выбираются индивидуально, в зависимости от качества охлаждающей воды и режима работы системы охлаждения.

При высокой карбонатной жесткости добавочной воды ($J_{\text{к.доб}} > 4 \text{ мг-экв/дм}^3$) целесообразно обрабатывать охлаждающую воду *комбинированным способом* — совместно подкислением и фосфатированием. Кислота предназначена для снижения карбонатной жесткости до значения, стабилизируемого фосфатами, что позволяет сократить расход кислоты и обеспечить безнакипный режим работы системы охлаждения.

В последние годы на зарубежных ТЭС в системах охлаждения используются пленкообразующие полиамины с общим названием хеламин. Состав компонентов, входящих в хеламин, который используется для обработки охлаждающей воды, входят соединения, выполняющие следующие функции: предотвращение образования отложений на поверхности трубок в конденсаторах; снижение скорости коррозии латуни; удаление ранее образовавшихся отложений. Хеламин дозируется в добавочную воду, концентрация его определяется качеством охлаждающей воды, но не должна превышать 5 мг/кг. В процессе работы на поверхности латуни образуется пленка, состоящая из хеламина, которая предотвращает контакт металла с охлаждающей средой, что приводит к снижению скорости коррозии латуни.

Скорость биологических обрастаний конденсаторов турбин в оборотных системах обычно несколько меньше, чем в прямоточных. При использовании прудов-охладителей много неприятностей доставляет водная растительность. Она нарушает распределение воды по сечению охладителей, сокращает поверхность зеркала испарения, что в итоге приводит к повышению температуры воды. Для борьбы с водной растительностью применяют биологический способ – разведение в прудах-охладителях рыб, питающихся этой растительностью.

Для предотвращения биологических обрастаний, интенсивность которых зависит от степени загрязнения воды, состава ее примесей, условий жизнедеятельности микроорганизмов (температуры, скорости движения воды, материала поверхности охлаждения и т. д.), традиционно применяют обработку охлаждающей воды *окислителями или токсичными веществами*: жидкий хлор, хлорная известь, гипохлориды, двуокись хлора, медный купорос и т. п.

Хлорирование воды желателно проводить в условиях, при которых HClO находится главным образом в молекулярной форме, т. е. при $\text{pH} < 7$. Необходимое количество хлора для бактерицидной обработки воды устанавливается опытным путем с учетом заданной концентрации остаточного свободного хлора равной $0,1\text{--}0,2 \text{ мг/дм}^3$. Хлор вводят в обрабатываемую воду в виде приготовленной хлорной воды с помощью водоструйного эжектора. Дозирование ведется с перерывами продолжительностью $40\text{--}60$ мин один-три раза в сутки, так как бактерии могут адаптироваться к изменению обстановки при постоянной подаче хлора.

Для борьбы с твердыми ракушечными обрастаниями в системах хлорирование охлаждающей воды недостаточно эффективно. В этих случаях применяют медный купорос $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ с дозой ионов меди около $1\text{--}2 \text{ мг/дм}^3$. Ионы меди, взаимодействуя с цитоплазмой клеток, приводят к их гибели.

Положительные результаты в борьбе с ракушечными обрастаниями дает применение *катодной защиты* путем подвешивания на изоляторах по оси трубопровода стального стержня — анода — диаметром $30\text{--}40$ мм, к которому подведен постоянный ток. Плотность тока на катоде (трубопроводе) в летний период должна составлять $0,4\text{--}0,6 \text{ А/м}$, а в зимний период — $0,16\text{--}0,25 \text{ А/м}$.

При обработке воды *сильнодействующими неорганическими веществами* необходимо помнить об их взаимодействии с флорой и фауной природных водоемов и водотоков при сбросе или продувке воды охлаждающих систем. В частности, поэтому не рекомендуется применять CuSO_4 в прямоточных охлаждающих системах. Этот метод пригоден только для оборотных систем при условии строгого контроля над сбрасываемой водой. Концентрация меди в сбросной воде не должна превышать $0,01 \text{ мг/дм}^3$, а свободный хлор должен полностью отсутствовать.

Для устранения биологических обрастаний возможно применение *безреагентных методов*: ультрафиолетового облучения, радиоактивного излучения (γ -лучей). Успешно прошли практическое опробование *биоцидные препараты* на основе полигексаметиоенгуанидина (ПГМГ) – фогуцид, метацид, полисепт, фофопаг, биопаг и др. Они прошли также санитарно-токсикологическую проверку в результате которой установлено, что ПГМГ является стабильным в водной среде соединением и в концентрациях, имеющих практическое значение, не придает воде посторонних запахов, привкусов, окраски.

Шариковая очистка поверхности охлаждения конденсаторов турбин является наиболее перспективной. Эластичные шарики из губчатой резины диаметром на 1,0–1,5 мм больше диаметра очищаемых трубок, при прохождении по ним, за счет плотного прилегания к стенкам, препятствуют отложениям загрязнений любого характера. Применение этого способа очистки как профилактического средства поддержания в чистоте конденсаторных трубок позволяет избежать за весь период эксплуатации ухудшения вакуума в конденсаторе из-за загрязнений, а также исключить трудоемкие механическую или кислотную очистки конденсаторных труб.

Система шариковой очистки (СШО) состоит из фильтра предварительной очистки воды от крупного мусора; насоса отмывки фильтра, шарикоулавливающего устройства, предназначенного для сбора и возвращения шариков в цикл; насоса для циркуляции шариков; загрузочной камеры для введения шариков в контур циркуляции, а также сбора и удаления отработавших шариков; электрифицированной арматуры и средств автоматизации системы.

Шарики выпускаются диаметрами 24, 26, 28 и 30 мм различной твердости: мягкие, стандартной твердости, твердые, повышенной твердости и сверхтвердые шарики. Часть шариков может выпускаться с корундовым пояском. Твердость шариков выбирается в зависимости от разности давлений охлаждающей воды до и после конденсатора (гидравлического сопротивления), характера и интенсивности отложений, режимов работы оборудования и др.

Количество шариков одноразовой загрузки составляет 8–10 % от количества трубок в конденсаторе. Шарики могут работать непрерывно или периодически (1–2 ч в смену, сут и т. д.) в зависимости от вида отложений в трубках, интенсивности загрязнения, химического состава охлаждающей воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Теплоэнергетика и теплотехника : справочная серия : в 4 кн. / под общ. ред. чл-корр. РАН А. В. Клименко и проф. В. М. Зорина. – 4-е изд., стер. – М. : Издательский дом МЭИ, 2007.
2. Водоподготовительное оборудование для АЭС : отраслевой каталог. – М., 1988.
3. Водоподготовительное оборудование для ТЭС и промышленной энергетики : отраслевой каталог. – М., 1988.
4. Копылов, А. С. Водоподготовка в энергетике : учебное пособие для вузов / А. С. Копылов, В. М. Лавыгин, В. Ф. Очков. – М. : Издательство МЭИ, 2003.
5. Чиж, В. А. Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС : учебное пособие / В. А. Чиж, Н. Б. Карницкий, А. В. Нерезько. – Минск : Вышэйшая школа, 2010.
6. Водоподготовка : справочник / под ред. С. Е. Беликова. – М. : Аква-Терм, 2007.
7. Воронов, В. Н. Водно-химические режимы ТЭС и АЭС : учебное пособие / В. Н. Воронов, Т. И. Петрова ; под ред. А. П. Пильщикова. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009.
8. Воронов, В. Н. Химико-технологические режимы АЭС с водородными энергетическими реакторами : учеб. пособие для вузов / В. Н. Воронов, Б. М. Ларин, В. А. Сенина. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006.
9. Копылов, А. С. Процессы и аппараты передовых технологий водоподготовки и их программированные расчеты : учебное пособие для вузов / А. С. Копылов, В. Ф. Очков, Ю. В. Чудова. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 222 с.: ил.
10. Тепловые и электрические станции : учеб. для вузов / сост.: Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С. Г. Тишин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Издательский дом МЭИ, 2008.
11. Тевлин, С. А. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР-1000 : учебное пособие для вузов / С. А. Тевлин. – 2-е изд., доп. – М. : Издательский дом МЭИ, 2008.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица ПП

Качество воды некоторых поверхностных источников водоснабжения

Номер варианта	ГДП, мг/дм ³	Содержание ионов, мг/дм ³						Сухой остаток, мг/дм ³	Окисляемость, мг О ₂ /дм ³	Щелочность, мг-экв/дм ³	Жесткость, мг-экв/дм ³	
		Na ⁺ + K ⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	SiO ₂ + SiO ₃ ²⁻	Ж ₀				Ж _{Ca}	
1	13	4,4	23,1	5,8	—	8,7	168	14,2	1,9	2,5	1,75	
2	10	18,3	140,3	15,0	3	—	360	11,2	2,3	4,8	3,6	
3	8	69	125,5	89,2	—	—	708	15,2	7,1	8,1	4,6	
4	—	27,8	16,8	6,0	—	11,0	233	—	3,8	3,1	2,3	
5	—	8,6	29,7	15,8	—	4,0	315	10,24	3,08	3,82	2,6	
6	2,8	146	291	182	0,89	—	992	3,5	3,8	8,6	5,53	
7	—	10,8	48	38	—	22	—	—	3,2	4,8	4,2	
8	—	6,9	93,2	7,1	—	10,2	426	8,5	4,34	6,48	5,1	
9	3	6,9	10,1	3,2	—	11,4	154	0,6–6,4	2,3	2,6	1,85	
10	172	36,1	41,5	19	2,8	9,7	344	14,8	2,7	2,8	1,4	
11	155	302	500	440	—	9,7	1098	17,8	2,2	5,2	4,5	
12	8	34,7	52,7	21,7	—	16,6	348	8,96	2,6	3,2	2,35	
13	—	14,2	59,2	14,0	—	—	299	—	2,4	3,47	2,93	
14	44	43,7	214	19	—	6	471	8,6	1,4	4,7	2,8	
15	—	2,8	13,5	25,5	—	10	295	8,3	3,3	4,3	3,0	
16	—	1,3	19,2	9,0	—	1,45	178	8,2	2,15	2,8	2,0	
17	405	9,2	5,1	11,7	1,2	13,6	206	2,8	2,1	2,3	1,6	
18	62	17,8	81	22	—	17,3	483	13,6	4,0	6,0	4,6	
19	18	243	294,6	300,7	—	—	1077	—	3,75	8,22	4,65	
20	—	18,3	34,1	22	—	2,6	276	128	2,9	3,5	2,55	
21	34	110	107	170	—	91	770	5,2	3,8	6,2	5,41	
22	15	9,2	97,6	2	—	6,9	288	—	2,0	3,9	2,7	
23	—	9,0	71,3	10	—	11,3	244	13,2	1,7	3,08	2,22	
24	—	5,1	35,3	4,5	—	6,3	212	4,9	2,7	3,84	2,85	

Таблица П2

Выбор метода обработки исходной воды

Качество исходной воды	Метод обработки	Основное оборудование
Содержание взвешенных веществ до 50 мг/дм^3 , окисляемость менее $15 \text{ мг/дм}^3 \text{ O}_2$	Фильтрование	Осветлительные (механические) фильтры с загрузкой антрацитом или кварцевым песком, высота слоя загрузки $H_{\text{сл}} \leq 1 \text{ м}$
Содержание взвешенных веществ до 100 мг/дм^3 , окисляемость менее $15 \text{ мг/дм}^3 \text{ O}_2$	—	Механические фильтры с двухслойной загрузкой: 1) кварцевый песок ($d_3 = 0,5\text{--}1,2 \text{ мм}$; $H_{\text{сл}} = 0,7\text{--}0,8 \text{ м}$); 2) дробленый антрацит $d_3 = 0,8\text{--}1,8 \text{ мм}$; $H_{\text{сл}} = 0,4\text{--}0,5 \text{ м}$
Содержание взвешенных веществ более 100 мг/дм^3 , окисляемость более $15 \text{ мг/дм}^3 \text{ O}_2$, $\text{Ж}_к \leq 2 \text{ мг-экв/дм}^3$	Коагуляция в осветлителе, фильтрование	Осветлитель для коагуляции с последующим фильтрованием на однослойных осветлительных фильтрах
Содержание взвешенных веществ более 100 мг/дм^3 , окисляемость более $15 \text{ мг/дм}^3 \text{ O}_2$, $\text{Ж}_к > 2 \text{ мг-экв/дм}^3$	Совмещение известкования с коагуляцией в осветлителе, фильтрование	То же

Таблица П3

Выбор схемы обработки воды

Схема обработки воды	Область применения
1	2
Na-катионирование NH_4 – Na-катионирование	ТЭС и промышленные котельные установки с барабанными котлами низкого давления. Подготовка воды для подпитки тепловых сетей
H – Na-катионирование	То же с барабанными котлами среднего давления. Подготовка воды для испарителей

1	2
Химическое обессоливание методом раздельного Н – ОН-ионирования	ТЭС с барабанными котлами высокого давления без промежуточного перегрева. Дезактивация маломинерализованных растворов
Химическое обессоливание в две ступени	То же с промежуточным перегревом. Подготовка воды для АЭС с ВВЭР
Химическое обессоливание в три ступени	ТЭС на сверхкритических параметрах пара. Подготовка воды для АЭС с РБМК
Схемы, перечисленные выше, с предварительным известкованием, коагуляцией, фильтрованием	Для поверхностных вод, когда требуется осветление, коагуляция, снижение щелочности
Совместное Н – ОН-ионирование (фильтры смешанного действия)	Доочистка добавочной воды (третья ступень). Обессоливание турбинного конденсата ТЭС и АЭС
Н-катионирование с «голодной» регенерацией	Подготовка воды для подпитки тепловых сетей
Известкование с коагуляцией, осветлением и подкислением для стабилизации	Подготовка поверхностной воды для подпитки тепловых сетей и замкнутых систем охлаждения
Подкисление воды с последующей декарбонизацией	Подготовка подпиточной воды для тепловых сетей с открытым водоразбором
Содоизвесткование с подкислением	Подготовка воды для подпитки тепловых сетей при запрещении сбросов
Электродиализ Обратный осмос	Снижение солесодержания исходной высокоминерализованной воды в комбинированных схемах обессоливания добавочной воды
Механический катионитный, электромагнитный, намывной фильтры	Очистка турбинного конденсата, воды реакторов и парогенераторов от продуктов коррозии конструкционных материалов. Осветление воды бассейнов выдержки
Высокотемпературный механический фильтр	Очистка воды реакторов АЭС с ВВЭР
Фильтр активированного угля	Обезмасливание конденсатов

Фильтры водоподготовительных установок

Шифр	Рабочее давление, МПа	Диаметр фильтра, мм	Высота фильтрующей загрузки, мм	Расход воды при расчетной скорости фильтрации, м ³ /ч
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Фильтры осветлительные				
Вертикальные однокамерные				
ФОВ-1,0-0,6	0,6	1 000	1 000	10
ФОВ-1,5-0,6	0,6	1 500	1 000	23
ФОВ-2,0-0,6	0,6	2 000	1 000	30
ФОВ-2,5-0,6	0,6	2 600	1 000	50
ФОВ-3,0-0,6	0,6	3 000	1 000	70
ФОВ-3,4-0,6	0,6	3 400	1 000	90
Вертикальные двухкамерные				
ФОВ-2К-3,4-0,6	0,6	3 400	900*2	200
Вертикальные трехкамерные				
ФОВ-3К-3,4-0,6	0,6	3 400	900*3	300
Фильтры сорбционные угольные				
ФС-2,0-0,6	0,6	2 000	2 500	20
ФС-2,6-0,6	0,6	2 600	2 500	40
ФС-3,0-0,6	0,6	3 000	2 500	50
ФС-3,4-0,6	0,6	3 400	2 500	60
Фильтры сорбционные сульфугольные				
ФИС-3,4-1,0	1,0	3 400	1 000	450
Фильтры ионитные				
Параллельноточные первой ступени				
ФИПа-I-0,7-0,6-Na	0,6	700	2 000	10
ФИПа-I-1,0-0,6-Na	0,6	1 000	2 000	20
ФИПа-I-1,0-0,6-H	0,6	1 000	2 000	20
ФИПа-I-1,0-0,6-Na	0,6	1 000	2 000	20
ФИПа-I-1,5-0,6-H	0,6	1 500	2 000	50
ФИПа-I-1,5-0,6-Na	0,6	1 500	2 000	50
ФИПа-I-2,0-0,6	0,6	2 000	2 500	80
ФИПа-I-2,6-0,6	0,6	2 600	2 500	130
ФИПа-I-3,0-0,6	0,6	3 000	2 500	180
ФИПа-I-3,4-0,6	0,6	3 400	2 500	220

1	2	3	4	5
Параллельноточные второй ступени				
ФИПа-II-1,0-0,6-Н	0,6	1 000	1 500	40
ФИПа-II-1,0-0,6-На	0,6	1 000	1 500	40
ФИПа-II-1,5-0,6-Н	0,6	1 500	1 500	90
ФИПа-II-1,5-0,6-На	0,6	1 500	1 500	90
ФИПа-II-2,0-0,6	0,6	2 000	1 500	150
ФИПа-II-2,6-0,6	0,6	2 600	1 500	250
ФИПа-II-3,0-0,6	0,6	3 000	1 500	350
Противоточны				
ФИПр-2,0-0,6	0,6	2 000	3 700	80
ФИПр-2,6-0,6	0,6	2 600	3 700	130
ФИПр-3,0-0,6	0,6	3 000	3 600	180
ФИПр-3,4-0,6	0,6	3 400	3 400	220
Смешанного действия с выносной регенерацией				
ФИСДНР-2,0-1,0	1,0	2 000	1 000	300
ФИСДНР-2,6-1,0	1,0	2 600	1 000	500
ФИСДНР-3,4-1,0	1,0	3 400	1 000	900
Смешанного действия с внутренней регенерацией				
ФИСДР-2,0-0,6	0,6	2000	1950	160
Фильтры-регенераторы для ФИСД с выносной регенерацией				
ФР-1,6-0,6 (для ФИСДНР-2,0)	0,6	1 600	1 500	—
ФР-2,0-0,6 (для ФИСДНР-2,6)	0,6	2 000	2 000	—
ФР-2,6-0,6 (для ФИСДНР-3,4)	0,6	2 600	2 000	—
Фильтры целлюлозные намывные				
НЦФ-1,6-0,6	0,6	1 600	—	—
НЦФ-2,0-0,6	0,6	2 000	—	—

Таблица П5

Обменная емкость ионов и расход реагентов на их регенерацию

Ионитные фильтры, название	Условное обозна- чение	Марка применяе- мого ионита	Рабочая обменная емкость, г-экв/м ³	Реагенты	
				Название реагента	Удельный расход, г/г-экв, в'
1	2	3	4	5	7
Натрий-катионитный первой ступени	Na ₁	Пьюролайт С-100	1 500	NaCl	80–90
То же	Na ₁	КУ-2	600–800	NaCl	100–200
Натрий-катионитный второй ступени	Na ₂	Пьюролайт С-100	1 250	NaCl	100–120
Тот же	Na ₂	КУ-2	250	NaCl	320–360
Противоточный натрий-катионитный	Na _n	Пьюролайт С-100	1 650	NaCl	60–70
То же	Na _n	КУ-2	900	NaCl	80–85
Водород- катионитный первой ступени	H ₁	Пьюролайт С-104	2 100	H ₂ SO ₄	80–90
То же	H ₁	КУ-2	600–680	H ₂ SO ₄	95
Водород- катионитный второй ступени	H ₂	Пьюролайт С-100	1 600	H ₂ SO ₄	80–90
То же	H ₂	КУ-2	400	H ₂ SO ₄	100
Противоточный водород- катионитный первой ступени	H _n	Пьюролайт С-100	1 700	H ₂ SO ₄	60
То же	H _n	КУ-2	600–670	H ₂ SO ₄	90–95
Анионитный первой ступени	A ₁	АН-31	700–900	NaOH	80–100
То же	A ₁	Пьюролайт А-100	850–1 000	NaOH	60–65
Анионитный второй ступени (для погло- щения всех кислот)	A ₂ ^{упр}	АВ-17-8	400–450	NaOH	200
То же	A ₂ ^{упр}	Пьюролайт А-400	850–900	NaOH	100–120
То же (для поглоще- ния SiO ₃ ²⁻ и CO ₂)	A ₂	АВ-17-8	200–300	NaOH	200–300
То же	A ₂	Пьюролайт А-400	500–650	NaOH	150

1	2	3	4	5	6
Смешанного действия	ФСД	КУ-2 и АВ-17-8	–	H ₂ SO ₄ NaOH	3,5 г H ₂ SO ₄ и 5 г NaOH на 1 м ³ фильтрата
То же	ФСД	МВ 35 (смесь ионитов С160 (Н) и А600 (ОН))	–	H ₂ SO ₄ NaOH	2,5 г HCl и 3,5 г NaOH на 1 м ³ фильтрата

Таблица П6

**Удельный расход воды на собственные нужды ионитов
при обработке природных вод**

Название ионитных фильтров	Марка ионита	Удельный расход воды на собственные нужды ионита, м ³ /м ³		
		на приготовление регенерационных растворов	на отмывку продуктов регенерации	общий P _и
Натрий-катионитные фильтры первой ступени	Пьюролайт С-100	1,5	2,0	3,5
То же	КУ-2	1,7	6,0	7,7
Натрий-катионитные фильтры второй ступени	Пьюролайт С-100	1,1	3,0	4,1
То же	КУ-2	1,1	8,0	9,1
Водород-катионитные фильтры первой ступени	Пьюролайт С-104	2,0	2,5	5,5
То же	КУ-2	4,0	6,5	10,5
Водород-катионитные фильтры второй ступени	Пьюролайт С-100	1,8	4	5,8
То же	КУ-2	1,0	12	13,0
Анионитные фильтры первой ступени	АН-31	1,8	20	21,8
То же	Пьюролайт А-100	1,5	9,0	10,5
Анионитные фильтры второй ступени	АВ-17-8	2,5	12	14,5
То же	Пьюролайт А-400	2,2	4,3	6,7
Фильтры смешанного действия	КУ-2	1,0	12	13,0
	АВ-17-8	2,5	12	14,5
То же	МВ 35 (смесь ионитов С160 (Н) и А600 (ОН))	1,2	8,0	9,2
		2,4	8,0	10,4

Таблица П7

Осветлители

Для известкования с коагуляцией					Для коагуляции		
Марка осветлителя	Производительность, м ³ /ч	Геометрический объем, м ³	Диаметр, мм	Высота, мм	Производительность, м ³ /ч	Диаметр, мм	Высота, мм
ВТИ-63и	63	76	4 250	10 200	100	7 000	9 900
ВТИ-100и	100	133	5 500	10 690	150	7 300	6 965
ВТИ-160и	160	236	7 000	12 247	230	9 000	7 650
ВТИ-250и	250	413	9 000	13 524	350	12 000	11 650
ВТИ-400и	400	650	11 000	14 889	450	12 500	8 650
ВТИ-630и	630	1 240	14 000	17 492			
ВТИ-1000и	1 000	2 127	18 000	19 740			

Таблица П8

Декарбонизаторы

Производительность, м ³ /ч	Диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, м ²	Расход воздуха, м ³ /ч
15	565	0,25	375
25	730	0,417	625
50	1 030	0,833	1 250
75	1 260	1,25	1 880
100	1 460	1,67	2 500
125	1 630	2,08	3 100
150	1 790	2,50	3 750
200	2 060	3,33	5 000
250	2 315	4,17	6 250
300	2 520	5,00	7 500

Таблица П9

**Центробежные насосы типа В,
применяемые в системах оборотного водоснабжения**

Типоразмер *	Подача V , $\text{м}^3/\text{с}$ ($\text{м}^3/\text{ч}$)	Напор H , м	Допустимый кавитацион- ный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощ- ность N , кВт	КПД насоса, η_e , %
600В-1,6/100	1,52 (5 500)	90	12	750	1 620	88
800В-2,5/100	2,39 (8 600)	90	12	600	2 540	88
800В-2,5/40	2,62 (9 400)	40	12	600	1 300	87
1000В-4/63	3,41(12 300)	60	12	500	3 600	88
1000В/40	3,76(13 500)	40	12	500	1 810	87
1200В-6,3/100	6,09(21 900)	88	12,5	375	7 440	88
1200В-6,3/63	5,90(21 200)	59	12	375	4 180	89
1200В-6,3/40	5,34(19 200)	25,6	8	300	1 690	87
1600В-10/40	8,72(31 300)	27,8	9	250	3 000	88
2000В-16/35	15(54 000)	55	—	250	9 500	86

Примечание. * Цифра перед буквой — диаметр напорного патрубка, мм; буква В – вертикальный; цифры после буквы в числителе – подача, $\text{м}^3/\text{с}$; в знаменателе – напор, м.

Таблица П10

Осевые насосы

Типо- размер насоса	Подача V , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	Допу- стимый кавитаци- онный запас, м	Частота враще- ния n , об/мин	Потребляе- мая мощ- ность N , кВт	КПД насоса η_e , %
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
05-29,5	1 100	7	5	1 450	28,5	75
05-47	2 340–3 996	8,8–7,3	6,7–9,5	960	68–99	80
05-55	3 708–6 444	12,2–10	9,3–13,3	960	154–220	80
06-55	2 916–5 580	6,8	8,5–11	960	67–112	80
Оп2-87	7 560–13 332	13,3–9	12–10,7	585	262–510	80
Оп3-87	9 000–13 680	22,5–15	11,8–14,2	730	565–812	80
Оп5-87	9 360–13 680	11,6–7,2	9,4–11	585	286–423	80
Оп6-87	6480-12960	7,5–3,9	9,5–13	585	103–276	80

Окончание табл. П10

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Оп2-110	11 880–21 960	16,2–9,4	10–11,7	485	505–897	80
Оп3-110	14 400–21 600	23–15,5	12–14	585	935–1 350	80–87,5
Оп5-110	14 760–23 760	11,5–8	10–12	485	450–725	80
Оп6-110	10 800–23 320	8,4–4,5	10,7–10,8	485	207–468	80
Оп2-145	21 940–37 160	16,3–9,4	10–12,5	365	820–1 550	80
Оп5-145	25 920–41 040	12,5–7,7	11,2–13	365	795–1 296	78–80
Оп6-145	18 720–36 160	8,3–4,5	10,7–11	365	338–796	80–84
Оп10-145	25 920–39 960	15,3–12,8	11–13	365	1 350–1 680	80–87
Оп2-185	31 860–54 900	16,6–9,2	8–9,5	250	1 430–2 620	80
Оп6-185	26 280–54 720	5,7–4,1	8,5–11	250	510–766	80–85
Оп10-185	49 320–74 880	24,5–17,8	15–18	333	3 490–4 350	80–87
Оп11-185	59 920–79 920	15,5–12,8	14–17	333	2 785–3 290	80–88
Оп 10-260	102 240–152 640	23,1–21	17–18	250	8 050–10 330	80–84
Оп 11-260	109 800–163 440	17,1–15	15,8–18	250	6 400–7 950	80–84

Учебное издание

ЧИЖ Валентина Александровна
КАРНИЦКИЙ Николай Борисович
ДЕНИСОВ Сергей Михайлович
НЕРЕЗЬКО Андрей Викторович

ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ТЭС И АЭС

Учебно-методическое пособие
по курсовому и дипломному проектированию
для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические
станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных
электрических станций»

Редактор *О. В. Ткачук*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 30.11.2015. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 6,16. Уч.-изд. л. 4,82. Тираж 300. Заказ 793.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.